République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Dr. Yahia Farés de Médéa

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département du Génie Électrique et de l'Informatique

Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme de Master en Génie électrique

Option : Réseaux Electriques

Thème :

Modélisation Des Lignes De Transport D'énergie Electrique En Présance D'un Gradient De La Température

Réalisé par :

- HENINI Mahfoud
- BENHLAIMA Abdelbasset

Encadré par :

- ***Dr. A.GACEMI***

Année universitaire

2014 - 2015

Remerciements

Au terme de ce travail, nous tenons à remercier en premier lieu «Dieu» qui nous a donné la force et la volonté pour achever ce travail.

Nous remercions vivement notre promoteur Mr.A.GACEMI pour son orientation, son aide, sa disponibilité et ces conseils durant notre travail.

Nous adressons également nos remerciements, à tous nos enseignants, qui nous ont donné les bases de la science.

Nous remercions du fond du cœur nos chers parents et frères de tout ce qu'ils ont faisaient pour nous.

Nous tenons également à remercier très sincèrement tous membres de jury, qui font l'honneur de juger notre travail.

Dédicace

Je dédie ce travail à :

Toute ma famille,

Tous mes amis,

Et tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin

HANINI Mahfoud

Dédicace

Je dédie ce travail à :

Toute ma famille,

Tous mes amis,

Et tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin

BENHALIMA ABDELBASSET

Résumé

ملخص

الهدف من هذا العمل هو دراسة نهج لنمذجة خط نقل الطاقة الكهربائية مع إدراج تغيرات درجة الحرارة المحيطة.

أولا، عرضت دراسة مفصلة لتقنيات نمذجة خط نقل باستخدام نماذج مع معايير موحدة وغير موحدة، موزعة و موضعية. وحتى نحيط بعدم توحد المعايير الناتج عن تغيرات درجة الحرارة نقترح نموذجا متعدد الأجزاء غير موحد.

تأتي بعدها مرحلة التماثل حيث تم تطوير برنامج باستعمال Matlab للحصول على تجزئة نموذج الخط المناسب.

المقارنة بين نتائج التماثل لنموذج مرجعي ونموذج متعدد الأجزاء أظهرت مصداقية العمل المدروس.

الكلمات المفتاحية :

درجة الحرارة المحيطة، جزء، خطوط نقل الطاقة الكهربائية، دارات ذات معايير موزعة، خطوط نقل الكهرباء ذات معايير غير موحدة

Résumé

Le but de ce travail est l'étude d'une approche de modélisation de ligne de transmission en intégrant les variations de température ambiante.

En premier lieu des techniques de modélisation de la ligne en utilisant des modèles à paramètres uniforme et non uniforme, distribués et localisées ont été détaillées. Et afin de saisir la non-uniformité des paramètres de la ligne due à des gradients de température, un modèle multi segments non uniformes est également proposé.

Vient après l'étape simulation en utilisant le logiciel Matlab dont un programme a été développé pour obtenir la segmentation du modèle de ligne appropriée.

Une comparaison des résultats de simulation du modèle de référence et le modèle multi segment ont montré la validité du travail étudié.

Mots clés :

Température ambiante, segment, lignes de transport d'énergie, circuits à paramètres distribués, lignes de transmission non uniformes.

Abstract

The aim of this work is the study of an approach to modeling transmission line incorporating ambient temperature variations. First modeling techniques of the line models using uniform and non-uniform parameters, distributed and lumped parameter were detailed. And to capture the non-uniform it offline parameters due to temperature gradients, a non-uniform multi segments model is also proposed.

Comes after the simulation step using Matlab which a program has been developed to obtain the segmentation of model for appropriate line.

A comparison of the simulation results of the reference model and the multi-segment model demonstrated the validity of the work studied.

Key words:

Ambient temperature, segment, power transmission lines, distributed parameter circuits, non-uniform transmission lines.

Sommaire

Sommaire v
Liste des figures viii
Liste des tableaux ix
Introduction générale 1
I.1. Introduction 2
I.2. Constitution des câbles 2
I.2.1. Câble torons 2
I.2.2. Câble spéciaux 3
I.3.Métaux utilisés 5
I.3.1.Aluminium 5
I.3.2.Alliage d'Aluminium 5
I.3.3.Acier 5
I.4. Graissage 5
I.5.Désignation des câbles conducteurs 6
I.5.1.Désignation alphanumérique 6
I.5.2. Désignation synthétique 7
I.6. Condition à remplir par les câbles conducteurs 8
I.6.1.Condition de section 8
I.6.2.Condition de diamètre 10
I.6.3.Condition de résistance mécanique 10
I.6.4.Condition de stabilité mécanique-indétoronnabilité 10
I.6.5.Condition de souplesse 10
I.7. Choix des conducteurs 10
I.7.1. Choix de la section 10
I.7.2. Choix de la constitution 10
I.8. Dilatation d'un câble 11
I.9. Température des conducteurs 12
I.10. Conclusion 14
II.1. Introduction 15
II.2. Etat de l'Art 15
II.3. Modèles de la Ligne 18
II.3.1. Modèle à paramètres uniformément distribués 19
II.3.2. Modèle à paramètres localisés 21
II.3.3. Modèle de segments uniforme en cascade 23
II.3.4. Modèle à paramètres non- uniformément distribués 24
II.3.5. Modèle de segments non-uniformes en cascade 28

SOMMAIRE

II.4. Conclusion 29
III.1. Introduction 31
III.2. Contexte 32
III.3. Approche de modélisation 33
III.3.A. Modèles de ligne distribuée 34
III.3.B. Modèles de paramètres localisés d'un seul segment 35
III.3.C. Modèles de paramètres localisés a multi segments 36
III.4. Conclusion 41
IV.1. Introduction 43
IV.2. Étude de cas 43
IV.2.A. Line et données de température de mesure 43
IV.2.B. Détermination du nombre de segment 44
IV.2.C. Calcul des paramètres des deux modèles distribué et localisé 46
IV.3. Modèle de comparaisons-simulation de configuration 48
IV.4 Modèle comparaisons simulations des Résultats 49
IV.5 Conclusion 51
Conclusion générale 52
Bibliographie 54
Annexes 56
Annexe A Termes et Définitions 57

Liste des figures

Figure I.1 : conducteurs haute tension. 2
Figure I.2 : Câble torons 3
Figure I.3: Câble dilatés 4
Figure I.4: Câble comportant des circuits de télécommunications 4
Figure II.1 : Modèle équivalent de la ligne avec effet couronne. 16
Figure II.2 : Modèle de la ligne de transmission à base d'un réseau de N_{seg} en pi. 17
Figure II.3 : Représentation du modèle à paramètres uniformément distribués. 20
Figure II.4 : Modèle à paramètres localisés: Circuit équivalent en π. 22
Figure II.5 : Modèle à paramètres localisés: Circuit équivalent en Γ. 22
Figure II.6 : Schéma du $i^{ème}$ segment du modèle en Γ de la ligne. 23
Figure II.7 : Modèle d'une infinité de segmentes- Γ en cascade. 24
Figure II.8 : Représentation du modèle à paramètres non- uniformément distribués..... 25
Figure II.9 : Structure du modèle de N-segments non – uniformes en cascade. 29
Figure III.1 : Représentation d'un exemple de profil de température et modèle..... 35
De segments en cascade non uniformes correspondant. 35
Figure III.2 : Approche de modélisation Proposé entrées et sorties. 36
Figure III.3 : Aperçu procédural de l'approche de modélisation 37
Figure III.4 : Exemple d'un profil de température linéaire par morceaux. 38
Figure III.5 : Organigramme de l'algorithme pour déterminer la segmentation de modèle d'une ligne, nombre de segments et la longueur du segment..... 40
Figure IV.1 : Température en fonction de la position le long de la ligne, représentant les mesures de la Température et de la segmentation correspondante du modèle de la ligne pour ΔT_{seuil}=1ºC. 45
Figure IV.2 : Température en fonction de la position le long de la ligne, représentant les mesures de la Température et de la segmentation correspondante du modèle de la ligne pour ΔT_{seuil}=1.5 ºC. 46
Figure IV.3: courbes PV pour tous les modèles de simulation (modèles multi-segments obtenus avec ΔT=1,5 °C. 49
FigureIV.4: courbes PV pour tous les modèles simulés (ΔT =1,5 °C pour multi-segment. model). Zoom avant autour du point de transfert de puissance maximale. 50

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Câbles homogènes en almélec : ASTER 7
Tableau I.2 : Câbles hétérogènes en aluminium-acier 7
Tableau I.3 : Exemple de désignation des câbles. 8
Tableau I.4 : Désignation des câbles comportant des cartes téléphoniques 8
Tableau I.5 : Section des conducteurs 9
Tableau I.6 : Coefficient de dilatation linéaire 12
Tableau I.7 : Les conditions spéciales de service à appliquer**.** 13
Tableau I.8 : Valeurs de température en fonction des différentes hypothèses de calcul. 13
Tableau IV.1: Emplacement de mesure de température et distance correspondant le long de la ligne 44
Tableau IV.2 : Résultats de simulation pour ΔT_{seuil}=1ºC. 45
Tableau IV.3 : Résultats de simulation pour ΔT_{seuil}=1.5 ºC. 46
Tableau IV.4 : Paramètres linéiques du modèle distribué en fonction de la température. 47
Tableau IV.5 : Paramètres du modèle localisé en fonction de la température..... 47
Tableau IV.6: Ligne modèles développés pour la comparaison 47
Tableau IV.7: Résultats des simulations: charge amplitude de tension pour chaque type de transmission-line 49
Tableau IV.8: Résultats des simulations: transfert maximal de puissance réelle pour chaque modèle de transmission en ligne 50

Introduction générale

Ce mémoire porte sur le développement des modèles de la ligne de transport d'énergie électrique en prennent en compte la présence d'un gradient de température, la modélisation de la ligne pour les études à des variations de température ambiante a été étudiée, en ce basant sur les modèles de circuits en cascade non uniforme. Dans ce cas, le problème de l'incorporation des variations de la température ambiante dans les modèles de la ligne a été abordé et, une structure du modèle de circuits en cascade non-uniforme a été utilisée.

Les lignes de transport d'énergie électrique est le composant critique du réseau électrique. Pour les études de réseaux électriques à grande échelle, les lignes de transmission sont traditionnellement modélisées par un circuit à paramètre uniformément répartie ou une configuration à paramètres localisés. Ces modèles ont été historiquement développés pour des études une température ambiante constante et dans des conditions de fonctionnement normales. Plusieurs hypothèses sont souvent été faites lors de la modélisation des lignes de transmission, y compris: la densité du courant uniforme, caractéristiques des matériaux constants, et des conditions extérieures constantes, y compris la température.

Sachant que la ligne électrique est soumise à des variations de température dues à leur parcours ainsi qu'à leur régime de fonctionnement, le présent travail porte sur la prise en compte de la température lors de la modélisation de la ligne à fin d'obtenir un modèle le plus proche possible de la réalité.

Pour bien mener, ce travail, ce mémoire a été subdivisé en quatre chapitres:

- Le premier chapitre porte sur les lignes d'énergie électrique.
- Le deuxième chapitre porte sur les différents modèles de la ligne.
- Le troisième chapitre présente la modélisation de la ligne en tenant compte de la température.
- En termine le quatrième chapitre par une application.

I.1. Introduction

Pour effectuer le transport de l'énergie électrique on a utilisé tout d'abord le courant continu, puis le courant alternatif qui peut lui-même être monophasé ou polyphasé. Actuellement, le transport et la distribution de l'énergie sont presque universellement réalisés sous forme de courant alternatif triphasé de Tension constante. Ce mode présente en effet de multiples avantages.

Ce courant alternatif transite des zones de production aux centres de consommation par l'intermédiaire de câbles conducteurs **[3].**



Figure I.1 : *conducteurs haute tension.*

I.2. Constitution des câbles

I.2.1. Câble torons

L'ensemble câblé le plus simple est le toron, il est composé de plusieurs brins disposés en hélice, régulièrement placé les uns par rapport aux autres en une ou plusieurs couches concentriques superposés. Plusieurs torons peuvent, à leur tour, être câblés pour constituer un câble de grosse dimension.

Tous les câbles conducteurs utilisés, d'une manière courante, sont du type toron.

Lorsque tous les brins de toutes les couches sont constitués du même métal, le câble est dit homogène, dans le cas contraire il est dit hétérogène.

Lorsque tous les brins de toutes les couches ont le même diamètre d, le câble est dit équibrin, les couches successives à partir du brin central comportent respectivement : 6 brins pour la 1ere couche, 12 brins pour la 2eme couche, 18 brins pour la 3eme couche…soit une progression arithmétique de raison 6).

Le diamètre extérieur D d'un tel câble est égale à $(2 * n + 1) * d$, n= nombre de couche

$$D = (2 * n + 1) * d$$

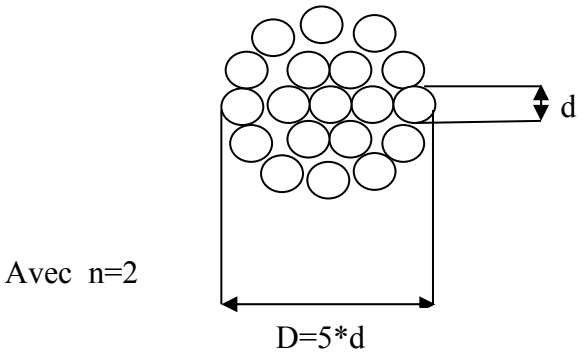


Figure I.2 :*Câble torons*

Lorsque le câble possède des couches dont les brins d'une couche ne sont pas de même diamètre que ceux de la couche précédente, il est dit non équibrin **[1].**

Les brins d'acier constituant l'âme du câble sont en général de plus faible diamètre que ceux d'Aluminium ou d'alliage d'Aluminium pour conserver plus de souplesse au câble, les brins d'aluminium ou d'alliage d'Aluminium les plus gros étant à l'extérieur pour atténuer la fragilité de la couche externe.

I.2.2. Câble spéciaux

I.2.2.1. Effet de couronne

Lorsqu'on soumet un conducteur à une tension électrique croissante, le champ électrique à la surface du conducteur croit jusqu'une certaine valeur correspond au champ disruptif de l'air. A partir de ce moment, il se produit des crépitements avec formation d'effluves bleutés et d'aigrettes lumineuses visible la nuit.

Il se produit une ionisation de l'air avec apparition de pertes d'énergie qui croissent avec la tension électrique. Le champ disruptif de l'air correspond à environ 30kV/cm **[3].**

Pour diminuer les conséquences de l'effet de couronne, effet dépendant :

- Du champ électrique du conducteur, lui-même fonction du rayon du câble.
- De l'état de surface du câble.

Diverses solutions ont été envisagées : câbles creux, dilatés ou en faisceaux.

I.2.2.2.Câble creux

Pour augmenter le diamètre du conducteur on a reporté les brins sur la surface latérale d'un cylindre, matérialisé par un gros fil en hélice.

I.2.2.3.Câble dilatés

Des conducteurs dans lesquels une partie de la section est remplie de corps non conducteur, tels que ficelle ou papier imprégné. Mais, il n'est pas utilisé (câble creux ou dilatés) en raison des difficultés de déroulage et de jonction qu'ils entrainent.

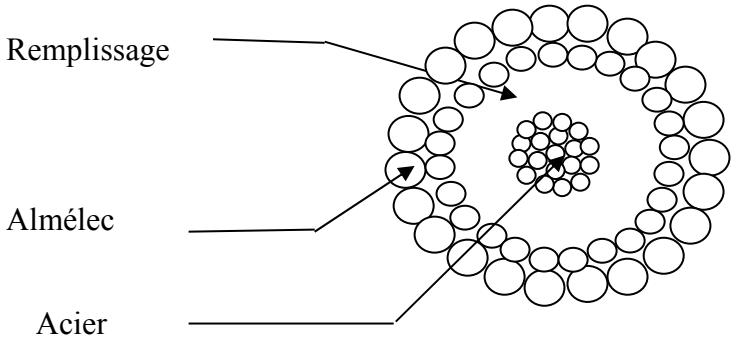


Figure I.3:*Câble dilatés*

I.2.2.4.Câble en faisceaux

On démontre que deux conducteurs de rayon r maintenus à une distance l'un de l'autre se comportent de la même façon qu'un câble unique ayant un rayon $R = \sqrt{r * d}$. La mise en faisceaux de câbles conducteurs correspond à une augmentation artificielle du diamètre du câble.

Si cette solution est intéressante dans les pleines, elle présente par contre des inconvénients dans les zones sujettes au givre et aux vents violents.

I.2.2.5. Câble comportant des circuits de télécommunications

Pour transmettre des ordres entre deux postes reliés par une ligne à très haute tension, il a été envisagé de placer des cartes téléphoniques à l'intérieur d'un câble clos (constitué par des fils en Z).

Une gaine en polyéthylène sépare les cartes téléphoniques de l'armature.
Une nouvelle technique consistant à remplacer les fils en Z de l'armature par des fils ronds est en cours de développement.

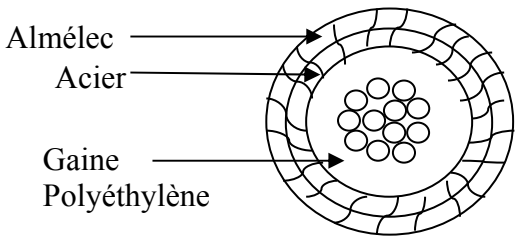


Figure I.4:*Câble comportant des circuits de télécommunications*

I.3.Métaux utilisés

I.3.1.Aluminium

L'Aluminium est un métal de pureté comprise entre 99.5 et 99.69% les principales impuretés sont : fer 0.2 à 0.3%, silicium 01%. De qualité A5/L « Aluminium écroui dur » il a une résistance mécanique comprise entre 15 et 18 hbar suivant le diamètre des brins avec un allongement à la rupture de 1 à 2%.

I.3.2.Alliage d'Aluminium

L'alliage d'Aluminium, utilisé sous le nom d'Almélec, est un alliage d'Aluminium de silicium et de magnésium.

Magnésium 0.7% Silicium 0.6% Fer moins de 0.35%

Les fils d'almélec subissent un traitement thermique qui leur permet d'obtenir une résistance mécanique de l'ordre de 32hbar à la rupture avec un allongement de 3.5 à 4%; ces valeurs sont environ le double de celle de l'Aluminium alors que la résistivité n'augmente que de 14%, ce qui permet d'utiliser cette alliage en câble homogène, même pour des portée de longueur importante.

Compte tenu des excellentes qualités mécanique de l'Almélec et de son cout d'établissement faible, ce métal et de plus en plus employé.

I.3.3.Acier

Les fils d'acier utilisés pour la fabrication des câbles sont de deux sortes : acier N (type normal) et acier R (type renforcé).

I.4. Graissage

Les brins d'acier dans les câbles hétérogène sont soumis à des phénomènes de corrosion provoquée par l'eau (pluie, neige, brouillard…) qui se dépose sur les brins, puisque cette corrosion est due à l'accumulation d'humidité, la protection du câble peut être réalisée par un remplissage des vides.

On utilise, pour cela, une vaseline minérale, imperméable, chimiquement pure, neutre à l'égard de l'acier, du zinc, de l'aluminium et d'une bonne tenue dans le temps. Elle doit, de plus, avoir un point de fusion assez bas pour se mettre en place aisément et pour rester plastique à la température ordinaire et assez élevé pour ne pas couler lorsque le câble atteint, l'été, une température qui peut être de l'ordre de 80 °C.

On générale toutes les couches des câbles sauf la couche extérieure sont graissées avec une graisse dont la masse volumique est prise égale à 0.87 g/cm^3 et dont le point de goutte est au moins égal à :

70°C pour les câbles de section nominale inférieure à 300 mm^2

90°C pour les câbles de section nominale d'au moins à 300 mm^2

Ce point de goutte élevé permet d'éviter que la graisse puisse apparaitre en surface et attirer la poussière, ce qui entrainerait un état de surface favorable à l'apparition des phénomènes d'effet de couronne. C'est pour cette raison que la couche extérieure n'est pas graissée.

Si le graissage est utile, il faut cependant en user avec discernement et ne pas en abuser.

En facilitant les glissements entre les couches, le graissage améliore la souplesse des câbles, élément favorable à la bonne tenue du câble sous l'effet des vibrations, encore faut il que la graisse employée joue un rôle de lubrifiant.

I.5.Désignation des câbles conducteurs

Tous les câbles sont désignés conformément à des normes AFNOR :

- NF C 34-120 pour les câbles hétérogènes aluminium-acier.
- NF C 34-125 pour les câbles hétérogènes en almélec-acier et les câbles homogènes en almélec.

I.5.1.Désignation alphanumérique (norme AFNOR de septembre 1968 Adoptée de 1968 à 1970)

Un câble conforme à ces normes était désigné :

Par sa section nominale à laquelle on adjoignait, dans le cas de câble comportant une âme d'acier, la lettre N ou R pour indiquer que les fils d'acier entrant dans la composition étaient « normaux » ou « renforcé ».

Par la nature des métaux entrant dans la composition du câble :

- A pour l'aluminium.
- AGS pour l'almélec
- C pour l'acier

Par le nombre de fils de chacun des métaux entrant dans la composition du câble.

Par l'indice de la norme AFNOR.

Exemple : un câble non équibrin de section 612 mm^2 comportant

- 42 fils en alliage d'aluminium de diamètre 2.61 mm
- 20 fils en alliage d'aluminium de diamètre 4.24 mm
- 19 fils d'acier de résistance à la rupture 156.8 hbar.
- Etait désigné par 612 R/AGS+C/62+19/NF C34-125.

I.5.2. Désignation synthétique (norme AFNOR de septembre 1976) :

Adoptée depuis 1970

La désignation alphanumérique des câbles est compliquée et est rarement utilisée dans le langage courant. Aussi une désignation simplifiée, telle qu'à chaque câble corresponde une seule désignation et réciproquement, a été mise au point en faisant appel à des noms de fleurs. C'est ainsi qu'un câble est désormais désigné par :

Le nom correspondant à la famille à laquelle il appartient sa section nominale en mm^2. Les familles sont les suivantes :

Tableau I.1 : *Câbles homogènes en almélec : ASTER*

Nombre de couches de fils d'almélec	1	2	3	4
Nom de la famille	PHLOX	PASTEL	PETUNIA	POLYGONIUM

On peut remarquer que :

Tous les noms commencent par la même lettre P.

Le nombre de syllabes du nom d'une famille donnée est égal au nombre de couches de fils en alliage d'aluminium.

Tableau I.2 : *Câbles hétérogènes en aluminium-acier*

Nuance de l'acier	Acier N	Acier R
Nom de la famille	CANNA	CROCUS

On peut observer que :

- CANNA rappelle l'acier de type normal N
- CROCUS rappelle l'acier de type renforcé R.

Tableau I.3 : *Exemple de désignation des câbles.*

Norme AFNOR (septembre 1968)	Norme AFNOR (septembre 1976)
612 R/AGS+C/62+19/NF C34-125	PETUNIA 612
288 /AGS/37/NF C 34-125	ASTER 288
288 N/A+C/30+7/NF C 34-120	CANNA 228

Le tableau ci-dessus met en évidence la simplification de la désignation.

Cas particulier des câbles comportant des cartes téléphoniques :

Ces câbles sont désignés par un nom de fleurs commençant par la lettre L et comportant autant de syllabes qu'il y a de cartes téléphoniques.

Tableau I.4 : *Désignation des câbles comportant des cartes téléphoniques*

Nombre de quartes	1	2	3	4
Nom de la famille	LIS	LILAS	LANTANA	LEONORUS

Le nom est suivi de la section totale de l'armature, section exprimée en mm^2.

I.6. Condition à remplir par les câbles conducteurs

I.6.1.Condition de section

Les câbles doivent présenter une section correspondant à la puissance à transporter d'une part et aux efforts mécaniques qui leurs sont appliqués d'autre part. La puissance à transporter est fonction de la tension électrique de la ligne et de l'identité admissible dans le câble conducteur en régime permanent **[2].**

Tableau I.5 : *Section des conducteurs*

Tension (kV)	Intensités admissibles (Ampères)				conducteurs	
	Régime permanent		Surcharge Temporaire De 20mn		Désignation synthétique	Désignation alphanumérique
	Eté	hiver	Eté	Hiver		
63-90	500	600			ASTER 228 CROCUS 228 PASTEL 228 PASTEL 299	228/AGS/37 228/A+C/30+7 228R/AGS+C/30+7 299R/AGS+C42+19
	560	700			ASTER 228 CROCUS 228 PASTEL 228	228/AGS/37 228/A+C/30+7 228/AGS+C/30+7
	680	850			ASTER 366 CROCUS 412 PASTEL 412	366/AGS/37 612R/A+C/32+19 412R/AGS+C/32+19
225	890	1100	1150	1300	ASTER 570 CROCUS 612 PETUNIA 612	570/AGS/61 612R/A+C/62+19 612R/AGS+C/62+19
	1100	1350	1460	1620	ASTER 851 CROCUS 865 PETUNIA 865	851/AGS/61 865R/A+C/66+19 865R/AGS+C/66+19
225-400	1780	2200	2300	2600	2*ASTER 570 2*CROCUS 612 2*PETUNIA 612	851/AGS/61 865R/A+C/66+19 865R/AGS+C/66+19
	1500	1800	1870	2060	POLYGONUM 1195	1195R/A+C/120+37
	1290	1650	1770	2010	ASTER 1144 CROCUS 1185 POLYGONUM 1185	1144/AGS/91 1185R/A+C/120+37 1185R/AGS+C/120+37
	1520	1950	2190	2480	ASTER 1600	1600/AGS/127

I.6.2. Condition de diamètre

Les câbles doivent présenter un diamètre suffisant pour que, sous la tension d'exploitation, l'effet de couronne n'entraine pas des pertes ou des perturbations inadmissibles.

I.6.3. Condition de résistance mécanique

Les câbles doivent présenter une résistance à la rupture suffisante pour supporter, avec les coefficients de sécurité exigés par les règlements administratifs, toutes les contraintes résultant charges permanentes et des charges accidentelles (variation de température, influence du vent, surcharge de givre).

I.6.4. Condition de stabilité mécanique-indétoronnabilité

Lorsqu'un brin d'un câble est coupé ou rompu accidentellement, il se dévrille. Lorsque ce brin fait partie d'un câble conducteur sous tension électrique, les bouts coupés, en émergeant de la surface cylindrique qu'est la couche extérieure du câble, constituent des aspérités qui sont à l'origine de graves perturbations.

C'est pour éviter ces inconvénients qu'a été essayé en Avril 1977 un câble conducteur dont les brins sont dits indétoronnables.

I.6.5. Condition de souplesse

Les câbles, pour être mis en œuvre dans les meilleures conditions possibles, doivent présenter une souplesse suffisante. Cette condition est particulièrement essentielle pour les gros câbles hétérogènes, comportant une âme d'acier. Pour éviter une très grande raideur du câble, on réalise cette âme d'acier avec des fils relativement fins (diamètre inférieur à 3.15 mm).

I.7. Choix des conducteurs

I.7.1. Choix de la section

Pour les tensions égales ou supérieures à 63kV un nombre de sections voisines de 230-290-400-600-900-1200-1600mm^2 est utilisé. Pour chacun des paliers de section, trois types de câbles sont proposés : almélec, almélec-acier- aluminium-acier.

I.7.2. Choix de la constitution

A capacité de transport égale, le câble conducteur en almélec est plus léger d'environ 30% que les câbles correspondants en almélec-acier ou en aluminium-acier. On en déduit que

pour une même flèche, la tension mécanique du câble en almélec est plus faible que celle des deux autres types de câbles.

De plus, le diamètre du câble en almélec, et par conséquent, l'effort du vent sur le conducteur sont légèrement inférieurs à ceux des deux autres types.

C'est pour quoi :

Les câbles homogènes en almélec : sont utilisés couramment sur les lignes de zones urbaines et sur les lignes calculées avec l'hypothèse de givre léger.

Les câbles hétérogènes en almélec-acier ne sont pratiquement utilisés que dans les zones montagneuses ou une résistance mécanique élevée du câble est requise pour supporter d'importantes surcharges de givre.

Les câbles hétérogènes en aluminium-acier ne sont plus utilisés compte tenu des avantages importants techniques et économiques procurés par les câbles homogènes en almélec.

Remarque : Au fur et à mesure de la fabrication des fils, des essais sont effectués pour s'assurer de la bonne qualité de la production.

I.8. Dilatation d'un câble

Comme tout corps soumis à des variations de température, un conducteur peut se dilater ou se contracter. Cet allongement (ou ce raccourcissement) thermique peut être assimilé au résultat d'une variation ΔT de la tension totale T.

Si on désigne :

T : la tension totale du câble de section totale S

T1 : la tension dans l'ensemble des brins du 1er métal de section S1

T2 : la tension dans l'ensemble des brins du 2ème métal de section S2

E1 : le module d'élasticité (module de YOUNG) d'un câble fait à partir du 1er métal

E2 : le module d'élasticité (module de YOUNG) d'un câble fait à partir du 2ème métal

$\alpha 1$: le coefficient de dilation de l'aluminium

$\alpha 2$: le coefficient de dilation de l'acier

α : le coefficient de dilation de l'ensemble du câble.

$\Delta\theta$: la variation de température par rapport à l'état initial

Le coefficient α de dilatation de l'ensemble du câble étudié est déterminé grâce aux trois relations suivantes :

$$\frac{\Delta T1}{E1*S1} = \alpha 1*\Delta\theta \quad (I.1) \qquad \frac{\Delta T2}{E2*S2} = \alpha 2*\Delta\theta \quad (I.2) \qquad \frac{\Delta T}{E*S} = \alpha*\Delta\theta \quad (I.3)$$

Qui indiquent qu'il y a identité entre l'allongement élastique et l'allongement thermique pour chacun des constituants (1er métal, 2ème métal, ensemble du câble).

On en déduit :

$$\alpha = \frac{\alpha 1 * E1 * S1 + \alpha 2\ E2 * S2}{E1 * S1 + E2 * S2} \qquad (I.4)$$

Tableau I.6 : *Coefficient de dilatation linéaire*

		Aluminium Alliage d'aluminium	Acier
Coefficient de dilatation linéaire	10^{-6} par ^0C	23	11.5

I.9. Température des conducteurs

Les variations des températures des conducteurs résultent de la combinaison des phénomènes suivants :

Le rayonnement solaire qui dépend de l'état de surface du conducteur, de la saison, de l'heure et des conditions météorologiques.

- L'échauffement dû à l'effet joule.
- Le refroidissement par convection naturelle ou forcée.
- Les pertes par rayonnement dans l'infrarouge.
- Les variations de température ambiante.

Parmi les paramètres intervenant pour le calcul de la température des conducteurs la température ambiante qui se mesure aisément et qui peut, éventuellement être choisie en fonction de la saison et de la situation géographique **[3].**

Tableau I.7 : *Les conditions spéciales de service à appliquer.*

Domaines de fonctionnement	Température	zone Nord	zone Sud
conditions spéciales de service pour un équipement en extérieur	Température max	+ 55°C	+ 60°C
	Température moyenne été	+ 25°C	+ 30°C
	Température moyenne annuelle	+ 20°C	+ 25°C
	Température moyenne hiver	+ 15°C	+ 20°C
	Température min	- 10°C	- 5°C

Tableau I.8 : *Valeurs de température en fonction des différentes hypothèses de calcul.*

Désignation de l'hypothèse climatique	Température des câbles °C	Pression du vent sur les structures et sur les câbles (Pa)						Masse du manchon de givre sur les câbles
		cornières ou surfaces planes	éléments cylindriques d ≤ 15 cm	éléments cylindriques d > 15 cm	poteau cylindrique	câbles nus	câbles + manchons de givre	
A-ZVN	Température moyenne : + 20 dans les hauts plateaux et sur le littoral + 25 dans la zone saharienne	1200	720-16d	480	480	480	N.A.	N.A.
A-ZVE		1600	960-21,3d	640	640	640	N.A.	N.A.
B	Température minimale : - 5 sur le littoral - 10 sur les hauts plateaux	300	180	180	180	180	N.A.	N.A.
Givre léger	- 5 et sur le littoral - 10 sur les hauts plateaux	300	180	180	180	N.A.	180	2 kg/ml
Givre moyen		1200	180	180	180	N.A.	180	4 kg/ml
Givre lourd								6 kg/ml

NA = Non Applicable

A-ZVN= hypothèse A zone à vent normal

A-ZVE= hypothèse B zone à vent exceptionnel

B= hypothèse « de froid »

I.10. Conclusion

Une nouvelle voie de recherche fait actuellement l'objet d'expérimentations, elle consiste à réaliser des conducteurs composés d'assemblages de matériaux conducteurs et composites (fibres de carbone) de façon à obtenir des câbles performants peu sensibles aux variations de température. Les recherches n'ont pas conduit, à ce jour, à des expérimentations satisfaisantes.

II.1. Introduction

Les lignes de transmission sont une composante importante de l'interconnexion électrique dans les systèmes d'alimentation. Ils permettent la transmission d'électricité à partir des centrales aux consommateurs en fournissant de la puissance électrique à partir d'une extrémité de la ligne (envoi) à l'autre (réception).

Ce chapitre présente une revue de la modélisation de la ligne de transmission en incluant la détermination des paramètres de la ligne, en concentrant sur leur dépendance à l'égard de la température.

Les modèles de la ligne électrique pour l'étude des systèmes à grands échelle sont caractérisés par des paramètres uniformément répartis ou par des paramètres localisés.

Ces modèles ont été historiquement développés pour des études dans des conditions de fonctionnement nominal. Les hypothèses simplificatrices sont souvent basées sur : l'uniformité de la densité du courant, la constance des caractéristiques du matériau et des conditions extérieures, y compris la température.

Sur la base des hypothèses simplificatrices classiques ces modèles incluent l'invariabilité des valeurs de la résistance, de l'inductance et de la capacitance de la ligne et incluent également leur indépendance de la fréquence. Ces modèles bien que construits selon le schéma du tronçon unique en pi (π) ou en gamma (Γ), c'est-à-dire avec des impédances et admittances concentrées, doivent, pour une fréquence donnée, présenter exactement les mêmes caractéristiques électriques que la ligne réelle à constantes réparties.

II.2. Etat de l'Art

L'objectif est d'assurer un fonctionnement optimal des systèmes électriques face aux défis imposés par la constante modernisation. Ceci peut être satisfait dans la mesure, où dès la conception des équipements, des modèles de simulation sont élaborés en tenant compte des diverses contraintes. En ce sens, les modèles linéaires en nombre fini de segments élémentaires en cascade uniformes et non- uniformes ont connu un grand succès du fait de leur capacité à caractériser une assez grande variété de comportements dynamiques de systèmes généralement non linéaires.

Les propriétés de ces modèles ont fait l'objet de nombreuses études et leurs applications sont extrêmement variées dans des domaines tels que l'hydrologie **[9],** l'électronique **[10**], la

musique **[11]**, le trafic routier **[12]**, la mécanique des fluides **[13]**, **[14]**, les réseaux de télécommunication **[15]**, **[16]**, l'identification des systèmes décrits par des transferts non entiers**[17]** , **[18]**, la commande robuste des systèmes d'ordre non entier **[19]** et s'étendent aux lignes électriques. Dans ce cadre, plusieurs travaux scientifiques ont été menés en utilisant une modélisation par des schémas électriques équivalents comportant une cascade de segments résonantes RLC **[20]**, dont les paramètres se calculent d'après les caractéristiques électro- géométriques des lignes et des câbles utilisés dans les réseaux de transport d'énergie électrique.

Le nombre exact de segments en pi ou en gamma utilisées pour modéliser une ligne de transport électrique, est rarement abordé. Ce nombre est pris arbitrairement ou déduit par tâtonnement. Ainsi, Les modèles les plus courants **[27]** consistent à utiliser 10 ou 20 segments pour représenter une ligne de longueur fixe respectivement, de 90 ou 150 mi. Mais cette segmentation ne repose sur aucun critère ou test expérimental.

On montre **[28]** qu'on peut surmonter les difficultés de résolution des équations aux dérivées partielles, appelées équations de télégraphiste, régissant la ligne en présence de l'effet couronne par le modèle à paramètre localisé en cascade avec une conductance et un condensateur non linéaires illustré par la figure II.1, le nombre de segment étant obtenu par tâtonnement.

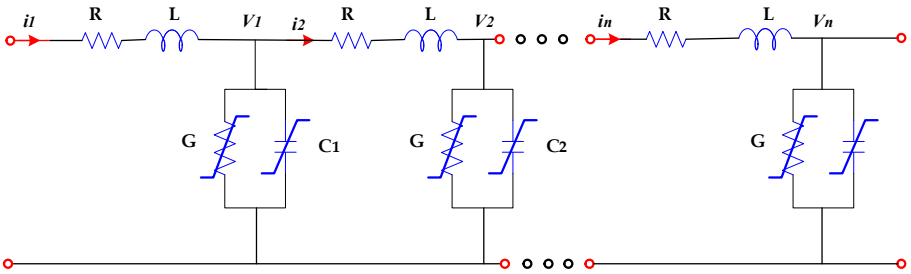


Figure II.1 : *Modèle équivalent de la ligne avec effet couronne.*

Il a été conclu **[20], [29]**, qu'une ligne peut être modélisée par une cascade de circuits équivalents en π mais pour un modèle précis, la longueur maximale de la ligne représentée par chaque circuit en π est limitée pour une gamme de fréquence. Le modèle est complètement inexact au-delà de la fréquence naturelle d'un segment **[30]**.

En général, les travaux antérieurs sur le sujet se sont astreints à l'étude de la commutation. Peu de recherches ont été effectuées sur la relation entre le modèle de la chaîne de segmentation et la précision du modèle **[29]**.

Wilson et Schmidt **[31]** ont analysé le comportement du modèle de segments en cascade de la ligne sur un large spectre de fréquences et pour deux cas de charge (circuit ouvert et court-circuit).

Richard et Tan **[32]** ont présenté un algorithme dynamique d'estimation des paramètres pour la localisation de défaut, basé sur les tensions et courants localement disponibles. Le système d'équations est basé sur le modèle de segments en cascade. Le problème de localisation de défaut est traité comme un problème d'estimation des paramètres d'un système dynamique, dans lequel la réponse du système réel est comparée à celle du modèle de la ligne à paramètres localisés. On agit sur les paramètres du modèle jusqu'à ce qu'un accord adéquat soit obtenu avec la réponse du système réel.

Alfonso Bachiller **[33]** a présenté une méthode originale d'enseignements qui a pour but l'étude de la réponse des lignes électriques soumises à des surtensions causées par la foudre. Cette méthode est basée sur la réponse impulsionnelle et le produit de convolution. La ligne est modélisée par une cascade de circuits en (pi) donné par la figure II.2, sans justifier le nombre de segments.

Figure II.2 : *Modèle de la ligne de transmission à base d'un réseau de* N_{seg} *en pi.*

Plusieurs ouvrages tels que **[34]** et **[35]** présentent la modélisation de la ligne non-uniforme axée principalement sur des paramètres non uniformes de la ligne en raison de la variation longitudinale de sa géométrie. Cette modélisation est utilisée pour la simulation des lignes en régime transitoire électromagnétique.

Les lignes de transmission non- uniformes ont également été modélisées en utilisant une analyse par éléments finis. Ces modèles décrivent la propagation du signal à haute fréquence le long de la ligne de puissance avec la géométrie non-uniforme **[36]** et **[37].**

Plus récemment **[38]**, un outil de modélisation des lignes par segments élémentaires en cascade est développé dans deux cas distincts (découplés), uniformes et non- uniformes, afin

de déterminer, respectivement, la structure de la ligne en hautes fréquences et avec variation de la température le long de la ligne. Le modèle correspondant est obtenu par calcul itératif classique nécessitant un temps de calcul important.

A la lumière de ces travaux il serait fortement utile d'élaborer un outil itératif conjointement performant et globalisant, structurant plus finement la ligne en segments élémentaires en cascade, indistinctement de leur forme, aux fréquences harmoniques et à la température variable le long de cette ligne.

II.3. Modèles de la Ligne

On développe des modèles de ligne par segments élémentaires en cascade dans le cas couplé uniforme et non-uniforme afin de déterminer la structure la plus appropriée de la ligne avec prise en compte de la variation de la température le long de cette ligne.

Les quatre paramètres électriques distribués d'une ligne (résistance série, inductance série, capacité shunt et la conductance shunt) affectent la façon dont est transmise l'énergie électrique de l'envoi à la réception. La distribution de la résistance et l'inductance forment l'impédance série de la ligne z.

Tandis que la capacité et la conductance présentes entre les conducteurs ou conducteurs de neutre forment l'admittance shunt de la ligne y.

La valeur de ces deux paramètres dépend des caractéristiques du matériau et géométriques de la ligne et des champs électriques et magnétiques le long et autour des conducteurs.

La résistance de la ligne est défini par:

$$R = \frac{P_{perte}}{|I|^2} \quad \Omega \tag{II.1}$$

R : est la résistance effective d'un conducteur ;

P_{perte} : la perte de puissance dans un conducteur(W) ;

I : le courant dans le conducteur(A).

Cette relation est applicable à l'état permanent, ainsi une ou plusieurs périodes sont nécessaires pour déterminer la valeur efficace du courant dans le conducteur. Sous les hypothèses simplificatrices, la résistance effective est égale à la résistance en courant continu du conducteur:

$$R_0 = \frac{\rho \ell}{A} \ \Omega \tag{II.2}$$

R_0 : Résistance DC du conducteur ; ρ: résistivité ;ℓ: longueur ; A : section transversale.

Dans le cadre de l'étude de la ligne comme élément dans le réseau électrique, il est important d'être en mesure de déterminer comment les paramètres de la ligne influent sur le flux de puissance dans le système.

Le modèle à paramètres distribués le plus convenable pour modéliser la ligne électrique est obtenu compte tenu des hypothèses d'uniformité le long de la ligne relativement à :

- la densité de courant ;
- les conditions extérieures ;
- les caractéristiques des matériaux ;

La 1ère hypothèse implique une fréquence de fonctionnement électrique fixée à la fondamentale (c'est à dire 50-60 Hz), et la non influence de la géométrie de la ligne.

La 2ème hypothèse implique un gradient de température ambiante nul le long de la ligne.

Une autre simplification de ce modèle est plus communément utilisée pour l'étude du comportement du système électrique, tels que l'écoulement de puissance et l'outil d'estimation de l'Etat. Ces deux derniers outils se basent sur l'analyse nodale du système, qui se traduit par le comportement terminal de la ligne et manifestent une grande sensibilité au facteur temps induisant un calcul relativement difficile en utilisant le modèle à paramètres distribués. Par conséquent, un modèle de la ligne simplifié est souvent utilisé. La simplification du modèle à paramètres distribués consiste à utiliser le modèle à paramètres localisés en maintenant le même comportement au terminal que le modèle à paramètres distribués de la ligne.

II.3.1. Modèle à paramètres uniformément distribués

Les lignes sont des systèmes à paramètres distribués, les paramètres sont uniformément répartis sur toute la longueur de la ligne. Les quatre paramètres de la ligne précédemment identifiés (résistance série, inductance série, la capacité de shunt, et la conductance shunt) sont en fait quantifiés par unité de longueur.

Le modèle distribué de la ligne est ensuite représenté par la sommation d'éléments discrétisés appelées sections (ou segments). Une section de cette représentation de la ligne est composée d'une impédance série z et d'une admittance shunt y, données respectivement par :

$$z = r + j\omega l \quad \text{(II.3)}$$

$$y = g + j\omega C \quad \text{(II.4)}$$

ω : pulsation (rad/s) ;

r : résistance série (Ω par unité de longueur) ;

l : inductance série (H par unité de longueur) ;

g : conductance Shunt(S par unité de longueur);

C : capacité Shunt (F par unité de longueur).

La figure II.3 illustre une section de longueur dx du modèle à paramètres distribués en gamma, d'impédance en série zdx et d'admittance shunt ydx.

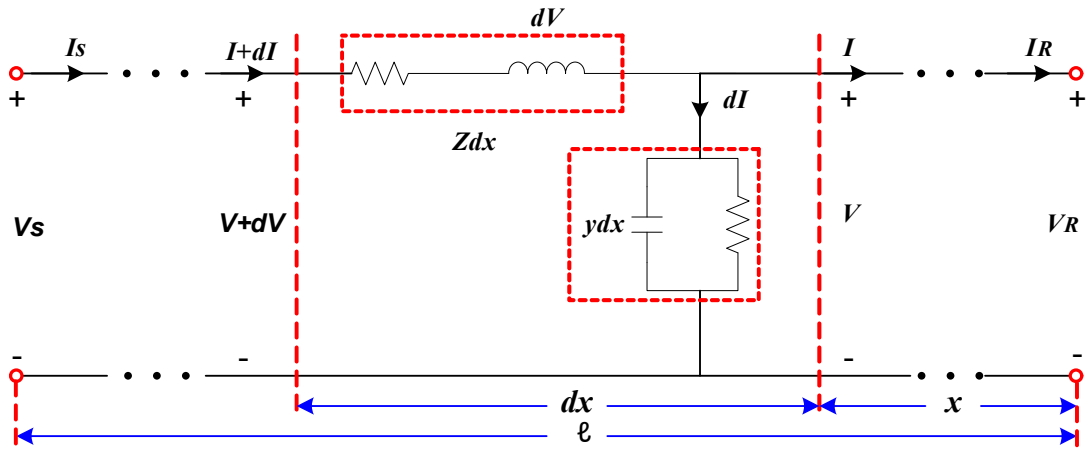


Figure II.3 : *Représentation du modèle à paramètres uniformément distribués.*

•L'indice S est destiné pour l'extrémité- envoi, au point x=ℓ. (ℓ : longueur de la ligne).

•L'indice R est destiné pour l'extrémité -réception, au point x= 0.

Les relations entre les tensions aux bornes et les courants sont définies par les équations différentielles du 1er ordre suivantes:

$$\frac{dV}{dx} = z.I \qquad (II.5)$$

$$\frac{dI}{dx} = y.V \qquad (II.6)$$

Ou avec des équations du 2ème ordre :

- En termes de tension

$$\frac{d^2V}{dx^2} = y.z.V = \gamma^2.V \qquad (II.7)$$

- En termes de courant

$$\frac{d^2I}{dx^2} = y.z.I = \gamma^2.I \qquad (II.8)$$

$\gamma = \sqrt{y.z}$: constante de propagation , Z_R : impédance de la charge

La Résolution de ces équations différentielles donne la tension et le courant en fonction d'un point x le long de la ligne:

$$V = V_R \cosh(\gamma x) + Z_c I_R \sinh(\gamma x) \quad \text{(II.9)}$$

$$I = I_R \cosh(\gamma x) + \frac{V_R}{Z_c} \sinh(\gamma x) \quad \text{(II.10)}$$

$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}}$: Impédance caractéristique de la ligne

Le modèle distribué de la ligne à l'état d'équilibre régi par les équations ci-dessus, permet de déterminer les tensions et les courants en tout point le long de la ligne.

Les relations entre les tensions et les courants au terminal, sont souvent suffisantes pour l'étude des réseaux électriques, en utilisant l'analyse nodale:

$$V_s = V_R \cosh(\gamma \ell) + Z_c I_R \sinh(\gamma \ell) \quad \text{(II.11)}$$

$$I_s = I_R \cosh(\gamma \ell) + \frac{V_R}{Z_c} \sinh(\gamma \ell) \quad \text{(II.12)}$$

En remplaçant : $I_R = \frac{V_R}{Z_R}$

On obtient : $\frac{V_R}{V_S} = \frac{1}{\mathrm{Cosh}(\gamma \ell) + \frac{Z_C}{Z_R} \sinh(\gamma \ell)}$ (II.13)

Ces équations peuvent être réécrites sous forme matricielle comme suit:

$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix}$$

Avec : $A = \cosh(\gamma \ell) B = Z_c \sinh(\gamma \ell)$

$$C = \frac{1}{Z_c} \sinh(\gamma \ell) D = \cosh(\gamma \ell)$$

II.3.2. Modèle à paramètres localisés

Les deux modèles localisés couramment utilisés sont les circuits équivalents en pi(π) ou en gamma(Γ), dont les paramètres Z' et Y' sont choisis de façon à ce que les modèles distribués et les modèles localisés gardent le même comportement.

Les deux modèles en pi (π) et en gamma (Γ) sont illustrés respectivement par les figures II.4 et II.5.

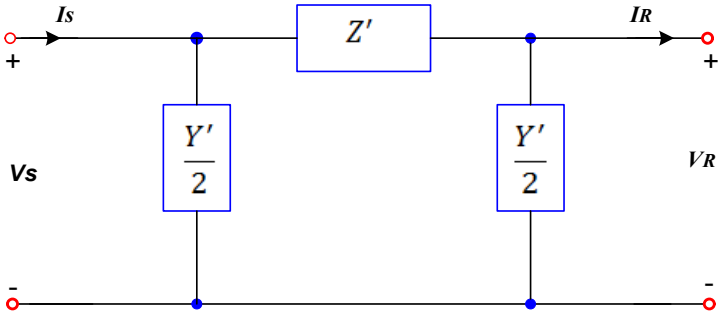


Figure II.4 : *Modèle à paramètres localisés: Circuit équivalent en π.*

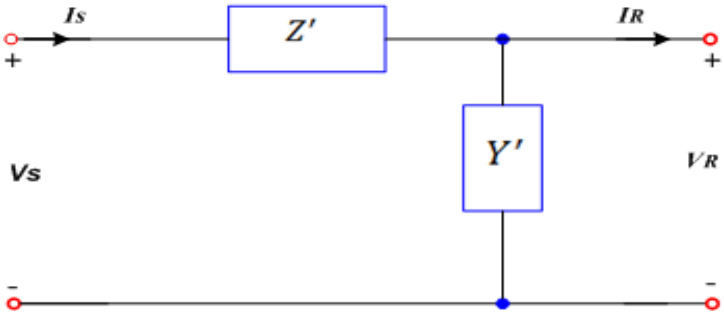


Figure II.5 : *Modèle à paramètres localisés: Circuit équivalent en Γ.*

Les relations entre la tension et le courant pour ces circuits équivalents sont tout simplement obtenus par application des lois de Kirchhoff. En utilisant des substitutions et des identités trigonométriques appropriées, On obtient une assimilation entre les paramètres localisés et les paramètres distribués correspondants. Ainsi Z' et Y' deviennent :

$$Z' = Z_c \sinh(\gamma \ell) \quad (II.14)$$

$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma \ell}{2}\right) \quad (II.15)$$

A la fréquence fondamentale, il est connu que le modèle à paramètres localisés a un comportement précis au terminal comparativement au modèle à paramètres distribués. Cette caractéristique importante, permet l'utilisation des modèles localisés dans les estimateurs d'état basés sur l'analyse nodale. En outre, avec l'utilisation des éléments localisés passifs plutôt que des paramètres distribués, la charge de calcul est considérablement réduite. Cependant, le modèle localisé couramment utilisé composé d'un seul circuit équivalent peut ne pas représenter exactement la ligne en présence des harmoniques.

Les travaux précédemment cités ont montré que, théoriquement, l'obtention du modèle de la ligne parfait nécessite une infinité de segments en cascade de circuits en pi (π) ou en gamma (Γ) identiques, la limitation à un nombre fini de segments conduit à un modèle imparfait illustré, en pratique, par un comportement « approximatif » de la ligne réelle.

II.3.3. Modèle de segments uniforme en cascade

La modélisation par des schémas électriques équivalents comportant une cascade de segments résonantes RLC dont les paramètres se calculent d'après les caractéristiques électro- géométriques des lignes et des câbles électrique ont connu un grand succès ces dernières années.

La figure II.6 représente un modèle générique d'un seul segment en configuration Γ, bien que les autres modèles à paramètres localisés, en pi (π) par exemple, auraient pu être choisis.

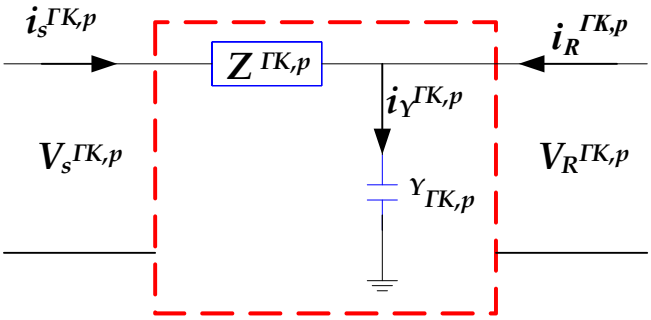


Figure II.6 : *Schéma du i^{ème} segment du modèle en Γ de la ligne.*

N_{seg} : nombre total de segments ;

p : numéro de segment (p= 1, 2, ..., N_{seg}) ;

$Vs^{\Gamma K,p}$: l'onde de la tension

$i^{\Gamma K,p}$: l'onde de courant qui traverse le ième segment ;

$V_R^{\Gamma K,p}$: l'onde de tension à ième segment de N_{seg}- Γ segment modèle ;

$i_R^{\Gamma K,p}$: l'onde de courant à ième segment de N_{seg}- Γ segment modèle.

En conséquence, le modèle de segments en cascade uniformes peut être obtenu en divisant un seul circuit à paramètres localisés en un nombre fini N_{seg} des segments. La figure I.8 illustre la généralisation du modèle de base à une infinité de segments en cascade en faisant tendre N_{seg} vers l'infini. Chaque segmente est composée d'une impédance et d'une admittance shunt données respectivement par :

$$z = R + j\omega L \quad Et \quad y = j\omega C + G.$$

Le circuit comprend une impédance d'entré et une impédance de sortie (ou charge) représentés respectivement par Z_n et Z_R.

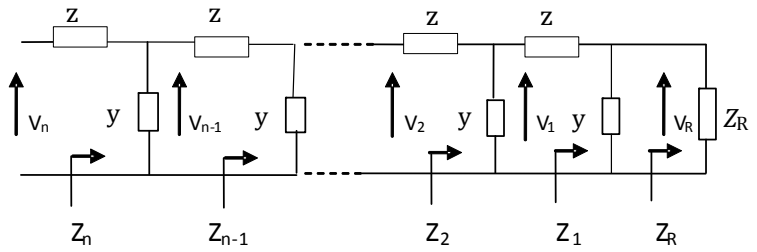


Figure II.7 : *Modèle d'une infinité de segmentes- Γ en cascade.*

L'impédance d'entrée Z_n est donnée par la formule récursive développé par **[39]**:

$$Z_n = z + \frac{yZ_{n-1}}{y+Z_{n-1}} \qquad \text{(II.16)}$$

Et :

$$\frac{V_{n-1}}{V_n} = \frac{y//Z_{n-1}}{Z_n} = 1 - \frac{z}{Z_n} \qquad \text{(II.17)}$$

Dans le cas indéterminé ($Z_R \to \infty$), Z_n est donnée par la formule de Cauer**[40]** :

$$z_n = z + \cfrac{1}{y+\cfrac{1}{z+\cfrac{1}{y+\cdots}}} \qquad \text{(II.18)}$$

A partir de (I.18), et en fixant n on obtient :

Pour n=1 :

$$Z_1 = z + \frac{yZ_R}{y+Z_R} \quad \text{d'où :} \quad \frac{V_R}{V_1} = \frac{y//Z_R}{Z_1} = 1 - \frac{z}{Z_1}$$

Pour n=2 :

$$Z_2 = z + \frac{yZ_1}{y+Z_1} \quad \text{d'où} \quad : \quad \frac{V_1}{V_2} = \frac{y//Z_1}{Z_2} = 1 - \frac{z}{Z_2}$$

On déduit l'expression récursive du gain en tension du modèle considéré :

$$\frac{V_R}{V_n} = \frac{V_R}{V_1} \cdot \frac{V_1}{V_2} \cdots \frac{V_{n-1}}{V_n} = \prod_{i=1}^{n}\left(1 - \frac{z}{Z_i}\right) \qquad \text{(II.19)}$$

Avec : $Z_i = z + (y//Z_{i-1})$ et $\begin{cases} z = \frac{R}{n} + \frac{j\omega L}{n} \\ y = \frac{j\omega C}{n} + \frac{G}{n} \end{cases}$

II.3.4. Modèle à paramètres non- uniformément distribués

Les modèles traditionnels de la ligne de transport d'énergie électrique supposent que les paramètres sont uniformément répartis ou à configuration localisée en gamma (Γ) ou en pi (π). La résistance, l'inductance et la capacitance sont considérées constantes le long de la ligne et leurs valeurs sont calculées à une température saisonnière prédéfinie et indépendamment de la fréquence. La prise en charge de la non-uniformité des paramètres le long de la ligne, causée par le gradient de température ambiante, le modèle à paramètres non-uniformément distribués s'avère plus adéquat.

L'impossibilité du modèle traditionnel à paramètres uniformément distribués (Fig. II.3) de représenter cette non-uniformité des paramètres de la ligne est due au fait que ces paramètres linéiques z et y varient indépendamment de la distance x le long de la ligne.

Le modèle à paramètre non-uniformément distribués est caractérisé par une impédance répartie de ligne dépendant de la distance x le long de la ligne selon la relation :

$$z(x) = z + \Delta z(x) \qquad \text{(II.20)}$$

L'admittance shunt de la ligne répartie, y, est considérée comme indépendante de x, et cela est dû à l'hypothèse que l'effet des changements de température de la charge à la ligne est négligeable. Dans le cas contraire, la fonction y(x) serait analogue à z(x).

Une représentation d'une section différentielle, de longueur dx, du modèle à paramètres non uniformément distribués est donnée par la figure II.8.

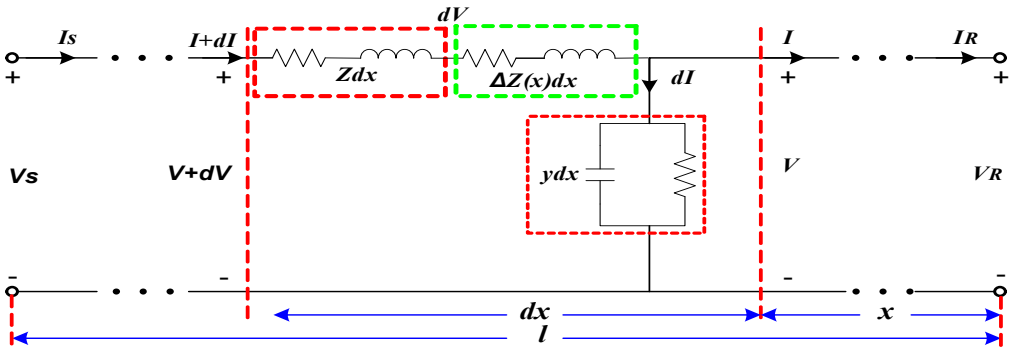


Figure II.8 : *Représentation du modèle à paramètres non- uniformément distribués.*

V_s et V_R : tensions respectivement à l'extrémité – envoi et à l'extrémité –réception.

I_s et I_R : courants respectivement à l'extrémité – envoi et à l'extrémité –réception.

x : position le long de la ligne.

dx : longueur d'une section différentielle de la ligne.

ℓ: longueur totale de la ligne (mi).

z : portion de l'impédance en série et qui ne dépend pas de x.

Δz(x) : portion de l'impédance série et qui dépend de x.

y : admittance shunt.

Le gradient de température ambiante le long de la ligne est exprimé en particulier dans des conditions météorologiques extrêmes **[41]**. Les écarts de température dans la ligne est donc la cause de la non-uniformité des paramètres le long de la ligne.

Dans plusieurs travaux, il a été démontré que la résistance de la ligne varie avec des changements de la température qui a un impact non négligeable sur la précision de l'outil d'estimation de l'état **[42]** : les auteurs proposent un algorithme pour la correction de la résistance avec mise à jour d'un module qui utilise des données météorologiques et l'équation du bilan thermique **[43]**. En intégrant les informations de la température ambiante dans les modèles de la ligne, des résultats plus précis des systèmes de gestion d'énergie et des outils d'estimation d'état peuvent alors être prévus **[44]**.

Pour la ligne effective, la variation de la résistance en fonction de la température du conducteur et due principalement à la dépendance de la résistivité ρ par rapport à la température ambiante et à la dilatation du conducteur.

La résistance en fonction de la température est donnée par la relation suivante:

$$r(T_c) = r(T_0)[1 + \alpha\,(T_c - T_0)] \qquad \text{(II.21)}$$

T_C : température du conducteur ;

T_0 : température de référence (généralement $T_0 = 20$ °C) et

α : coefficient thermique en 1/°C, (α dépend des propriétés physiques de la ligne ou du câble) **[45]**.

La réactance inductive de la ligne varie également avec la température, due principalement au changement de la section transversale, affectant la taille du câble selon la relation suivante **[46]**.

$$x_L(\omega, T_c) = x_L(\omega, T_0)[1 + \beta(T_c - T_0)] \qquad \text{(II.22)}$$

β : coefficient de température de la réactance (1 /°C).

Les paramètres de la ligne de référence, $r\,(T_0)$ et $x_L(T_0)$, sont déterminés empiriquement à la température de référence du conducteur, T_0, considérée constante le long de la ligne.

Les paramètres de la ligne de référence sont généralement donnés par des tables normalisées à $T_0 = 20$ °C, (conditions de chargement négligeable), ou à $T_0 = 50$ °C, (à 75% de la charge) **[47]**.

En régime permanant, le bilan thermique de la ligne est exprimé par l'équation suivante **[48]**.

$$I^2R(T_c) + q_s = q_c(T_c) + q_r(T_c) \qquad \text{(II.23)}$$

$R = r\,\ell$: résistance série (Ω) ;

q_S : gain de chaleur solaire (W) ;

q_C : perte de chaleur par convection (W);

q_R : perte de chaleur rayonnée (W).

La détermination de la température du conducteur T_C, nécessite alors l'une des deux tâches suivantes:

- Mesurer la température de la ligne **[43]** et **[44]**;
- Un calcul itératif de Tc, puisque q_c et q_R ne sont pas linéairement dépendants de T_C**[47]**.

En général, si les conditions de chargement sont maintenus constantes, c'est-à-dire le courant I est constant, et si la seule condition variable externe est la température ambiante T_A, une variation de T_A se traduit par une variation de T_C**[45]**.

Lorsqu'on analyse les effets de la température sur la capacité shunt, c, deux considérations doivent être faites:

• Effets de la température sur la permittivité, ε, du diélectrique ;

• Effets de la température sur la géométrie de la ligne.

La permittivité du diélectrique est définie comme:

$$\varepsilon = \varepsilon_r \varepsilon_0 \tag{II.24}$$

ε_o, la permittivité dans le vide (constante et indépendante de la température) et ε_r, la permittivité du matériau et peut sensible à la température **[44]**.

L'impédance répartie de la ligne z, est fonction de la température ambiante T_A (x) :

$$z\big(T_A(x)\big) = r\big(T_A(x)\big) + jx_L\big(T_A(x)\big) \tag{II.25}$$

Les équations I.18 et I.19 donnent :

$$r\big(T_A(x)\big) = r(T_0)[1+\propto (T_A(x) - T_0)] = \underbrace{r_0 - \propto r_0 T_0}_{\text{ne depend pas de x}} + \underbrace{\propto r_0 T_A(x)}_{\text{depend de x}} \tag{II.26}$$

$$x_L\big(T_A(x)\big) = x_L(T_0)[1+\propto (T_A(x) - T_0)] = \underbrace{x_{L0} - \beta x_{L0} T_0}_{\text{ne depend pas de x}} + \underbrace{\beta x_{L0} T_A(x)}_{\text{depend de x}} \tag{II.27}$$

T_0 : temperature de référence,géneralement égale à 20°C

r_0 : résistance linéique en serie, de référence (***Ω***), $r_0 = r(T_0)$

x_{L0} : inductance linéique en serie, de référence (***Ω***), $x_{L0} = x_L(T_0)$

Cette impédance série de la ligne est la somme de z constante et de la portion Δz(x) dépendant de x :

$$z = (r_0 - \propto r_0 T_0) + j(x_{L0} - \beta x_{L0} T_0) \quad \text{(II.28)}$$

$$\Delta z(x) = \propto r_0 T_A(x) + j\beta x_{L0} T_A(x) \quad \text{(II.29)}$$

Les relations entre les tensions et les courants au terminal sont alors données par les équations différentielles du 1er ordre suivantes:

$$\frac{dV}{dx} = I(x)\big(z + \Delta z(x)\big) \quad \text{(II.30)}$$

$$\frac{dI}{dx} = V(x)y \quad \text{(II.31)}$$

Ou, après des transformations, avec des équations du 2ème ordre :

$$\frac{d^2V}{dx^2} = \big(z + \Delta z(x)\big)\frac{dI(x)}{dx} + I(x)\frac{d\Delta z}{dx} = y\big(z + \Delta z(x)\big)V(x) + \frac{1}{z+\Delta z(x)}\frac{d\Delta z}{dx}\frac{dV(x)}{dx} \quad \text{(II.32)}$$

$$\frac{d^2I}{dx^2} = y\frac{dV}{dx} = y\big(z + \Delta z(x)\big)I(x) \quad \text{(II.33)}$$

$$\frac{d\Delta z}{dx} = (\alpha r_0 + j\beta x_{L0})\frac{dT_A(x)}{dx} \quad \text{(II.34)}$$

Si $T_A(x)$ est une fonction continûment différentiable, les solutions aux équations différentielles (II.32) et (II.33) peuvent être calculées.

V (x) et I (x) expriment la tension et le courant en tout point x de la ligne.

II.3.5. Modèle de segments non-uniformes en cascade

La modélisation des lignes non uniformes a fait l'objet de diverses recherches **[34]** et **[37]**. Ainsi, plusieurs démarches de modélisation de ces structures ont étés étudiées, le principe consiste toujours à déterminer les solutions des équations de courant, de tension et d'impédance le long de la structure et cela en tenant compte de sa non uniformité pour ensuite déduire un modèle précis de cette dernière.

Le modèle à paramètres localisés composé de segments non- uniformes en cascade peut être utilisé pour approcher le modèle à paramètres non-uniformément répartis pris comme référence.

Dans cette approche, le modèle de segments non-uniformes de la ligne est utilisé. La non-uniformité concerne simultanément les segmentes dont la longueur est variable et les paramètres dont les valeurs varient en fonction de la température ambiante le long de la ligne, exprimée par $T_A(x)$. Le modèle à paramètres uniformément répartis et le modèle d'un segment à paramètres localisés de la ligne ne peuvent pas représenter la non-uniformité des paramètres le long de la ligne, parce qu'ils supposent intrinsèquement une seule valeur de la température de la ligne.

La structure du modèle de segments en cascade non uniformes en configuration Γ de la ligne est donnée par la figure II.9.

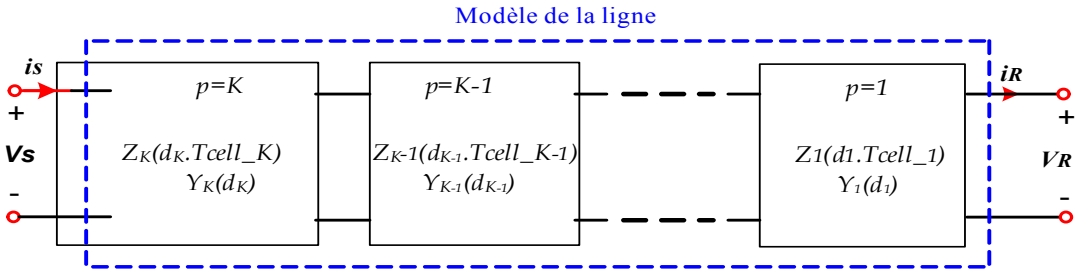


Figure II.9 : *Structure du modèle de N-segments non – uniformes en cascade.*

$T_{seg\text{-}p}$: température ambiante de segment ij (en °C)

$Z_{ij}(x_{ij}, T_{seg\text{-}ij})$: impédance totale en série de segment ij.

$Y_{ij}(x_{ij})$: admittance shunt de segment ij.

L'impédance série dépend de la longueur x_{ij} de segment et de la température ambiante $T_{seg\text{-}ij}$ du segment. L'admittance shunt de segment ne dépend que de x_{ij}.

La relation entre les tensions et les courants au terminal (V_S, V_R, I_S, I_R) est donné par l'équation (II-35) **[34]**:

$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -Z_1 \\ -Y_1 & 1+Y_1Z_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -Z_2 \\ -Y_2 & 1+Y_2Z_2 \end{bmatrix} \cdots \begin{bmatrix} 1 & -Z_K \\ -Y_K & 1+Y_KZ_K \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} \qquad \text{(II.35)}$$

Une approche détaillée du modèle de segmentes non- uniformes de la ligne basée sur des informations de la température ambiante est présentée dans le chapitre III.

II.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons synthétisé les différents travaux scientifiques effectués dans le domaine de la modélisation des lignes électriques en utilisant des segments en cascade afin de prendre en considération certains phénomènes. En effet, les modèles classiques sont basés sur des calculs laborieux nécessitant un temps important L'obtention du modèle optimal de la ligne nécessite une infinité de segments identiques en cascade. La limitation à un nombre fini conduit à une synthèse imparfaite c'est-à-dire à un comportement « approximatif» de la ligne réelle.

En outre, la modélisation par une cascade de segments uniformes s'avère insuffisante lors de l'amélioration de ce modèle par la prise en considération de la variation de la température le long de la ligne. La cascade de segments non- uniforme est plus convenable dans ce cas. Cette démarche fait l'objet chapitre III.

III.1. Introduction

Les modèles de ligne de transmission pour les études de système à grande échelle sont caractérisés par des paramètres uniformément distribués ou une configuration de paramètres localisés. Les hypothèses suivantes sont souvent faites leur de calcul de ces model de ligne:

- densité de courant uniforme ;
- caractéristiques matériau constantes ;
- conditions externes constantes, y compris la température.

Les paramètres de la ligne sont généralement calculés à une température saisonnière prédéfinie.

Les gradients de température ambiante le long des lignes de transmission sont expérimentés normalement et en particulier dans les conditions atmosphériques extrêmes **[1]**. Ceci cause des variations dans la température du conducteur et, par conséquent, dans les paramètres de la ligne. Dans le passé, l'information de la température a été utilisée pour calculer la ligne estimation. Un travail important a été effectué dans l'estimation de ligne dynamique/thermique **[2] - [8]**, et cela indique que la variabilité dans les conditions atmosphériques le long d'une ligne doit être pris en compte lors de l'estimant de la ligne dans le pire des cas. Il illustre également l'importance de la surveillance de temps de multiposte.

Ce chapitre présente une approche de modélisation de ligne pour des études en régime permanent qui incorpore l'information de la température ambiante dans le modèle. L'approche utilise la modélisation uniforme et non-uniforme aussi bien que le modèle et son paramètre distribués et localisé de la ligne.

Précédemment, une technique de modélisation à multi-segment uniforme pour la variation de fréquence a été présenté dans **[9]**, et des études sur la modélisation non-uniforme de ligne ont été présentées à plusieurs travaux, comme **[10] - [12]**, ces études portent sur les paramètres de la ligne non-uniforme dus aux variations longitudinales de la géométrie de la ligne et sont utilisé pour la simulation du phénomène transitoire électromagnétique.

Dans ce chapitre, une structure de modèle de multi-segment non-uniforme est proposée pour représenter des variations de la température le long des lignes, et l'objectif principal de l'application est les études de système stable.

Il a été montré que les variations de la résistance de la ligne transmission due à la température ont un impact non négligeable sur l'exactitude d'évaluation d'état **[13]**. Dans **[13]**, les auteurs proposent un algorithme d'évaluation d'état mis à jour avec un module de correction de résistance qui utilise les données météorologique et l'équation d'équilibre de chaleur**[14]**, en incorporant l'information disponible de la température ambiante dans les modèles de ligne, des résultats plus précis des systèmes de gestion énergétique et d'outils d'évaluation d'état peuvent alors être attendus**[13]**. Ce travail tient compte des effets de variation de la température ambiante à la foi sur les paramètres de la ligne et de structure du modèle de la ligne.

Spécifiquement, le chapitre étudie

- les diverses manières d'incorporer des données de la température dans le modèle de la ligne traditionnelle ;
- le modèle non uniforme segmenté qui capture des variations des paramètres de ligne dus à un gradient de température ;
- l'algorithme qui détermine la segmentation du modèle de ligne et les valeurs des paramètres, étant donné un ensemble de mesures de la température ;
- une approche à base de circuit pour étudier la sensibilité de la ligne modèle aux variations de la température ambiante ;
- résultats de simulation illustrant les différences entre les modèles en termes de transfert de puissance maximal et les caractéristiques d'atténuation de la ligne.

L'approche modélisation de la ligne décrite en ce chapitre peut être employée pour guider n'importe quelle configuration, expérimentale, matérielle éventuelle.

III.2. Contexte

Les modèles des lignes qui sont actuellement utilisées dans des systèmes d'énergie-gestion ne prennent pas en considération les changements de la température ambiante le long la ligne. Les paramètres de la ligne sont habituellement calculés à une température de préréglage saisonnière T_{seas}. Les gradients de température ambiante ont comme conséquence des variations de la température de conducteur, qui causent non uniformité dans les paramètres de la ligne le long de celle ci.

La résistance de la ligne dépend de la température de la façon suivante :

$$R(T) = R(T_0) \times [1 + \alpha(T - T_0)] \qquad (III.1)$$

Où :

T_0 :La température de référence (C°), habituellement T_0 = 20 C° ;

T : La température d'intérêt (C°) ;

$R(T_0)$: résistance de la température de référence (Ω) ;

R(T) : résistance de la température d'intérêt (Ω) ;

α : coefficient de température de résistance (1/°C) et le coefficient de température α dépend des propriétés physiques du câble **[15]**.

La réactance inductive de la ligne varie pareillement avec la température (III.2), principalement due à un changement de longueur de ligne provoquée par le fléchissement **[16]**.

$$X_L(\omega, T) = X_L(\omega, T_0) * [1 + \beta(T - T_0)] \quad \text{(III. 2)}$$

Où :

ω: Pulsation fonctionnante ;

$X_L(\omega, T_0)$: Réactance inductive à T_0 (Ω) ;

$X_L(\omega, T)$: Réactance inductive à T (ω) ;

β: Coefficient de la température de réactance (1/C°).

Ce chapitre suppose tous les changements de la réactance shunt (principalement capacitive) avec la température ambiante devrait être négligeable. Cette hypothèse devrait être assouplie en incorporant des facteurs environnementaux tels que l'humidité variable.

III.3. Approche de modélisation

Ce chapitre présente des techniques de modélisation qui expliquent un gradient de température ambiante le long d'une ligne de transmission. L'approche de modélisation considère l'utilisation de:

- un modèle de paramètre distribué (partie III.3.A) ;
- le circuit équivalents de la ligne (localisé d'un seul segment la partie (III.3.B) et le modèle multi segments la partie (III.3.C)) avec les paramètres calculés à la base des mesures de la température.

Une procédure étape-par-étape a été identifié pour déterminer un circuit de modèle de ligne équivalent avec une structure segmentée non uniforme (partie III.3.C), choisie afin de représenter un gradient de température le long de la ligne. On note que dans la limite, un modèle de ligne non uniformément distribuée serait obtenue.

L'information disponible de la température peut être incorporée à un modèle de ligne en ajustant la température utilisée pour le calcul des paramètres de la ligne. En supposant un changement linéaire entre les mesures de la température, deux manières de calculer cette température sont décrites comme suit :

T_{moy} : faire la moyenne calculée basé sur des mesures de la température au début et à la fin de la ligne (T_R et T_S, respectivement), c.-à-d.,

$$T_{moy} = \left(\frac{T_R + T_S}{2}\right) \quad \text{(III. 3)}$$

T_{pond}: Moyenne pondérées basée sur toutes les mesures disponibles et leurs emplacements le long de la ligne

$$T_{pond} = \sum_{a=1}^{N-1} \left[\left(\frac{T_a + T_{a+1}}{2}\right) \times \frac{\Delta_{x_{a,a+1}}}{l}\right] \quad \text{(III. 4)}$$

Où :

N:nombre total des points de mesure de la température ;

a : point de mesure (a = 1… N, basé sur la distance du début de la ligne) ;

T_a :la température mesurée au point a ;

$\Delta_{x,a,a+1}$:Distance entre le point a et le suivant de mesure (a + 1);

l: Longueur de la Ligne.

Si les mesures de la température aux points d'extrémité de la ligne ne sont pas disponibles, des valeurs estimées peuvent être employées sur la base de l'emplacement des mesures disponibles.

III.3.A. Modèles de ligne distribuée

Dans le modèle de paramètre distribué, quatre paramètres de la ligne distribuée uniformément (résistance série, inductance série, capacité shunt), et conductibilité shunt sont mesurées par unité de longueur. Le modèle est alors obtenu sous forme d'addition des sections différentielles **[17]**. Dans ce chapitre, l'information de la température est incluse dans le modèle de la ligne distribuée en calculant des paramètres par unité de longueur à :

- la température moyenne T_{moy} (III.3) ;
- la température moyenne pondérées T_{pond} (III.4).

A noter également que le modèle de paramètre distribué traditionnel ne peut pas représenter la non-uniformité dans les paramètres de la ligne.

III.3.B. Modèles de paramètres localisés d'un seul segment

Afin de réduire la charge de calcule, les estimateurs d'état de système d'alimentation et les systèmes de gestion de l'énergie utilisent un modèle simple de paramètre localisé de la ligne de transmission pour déterminer les états non mesurés **[18]**, **[19]**. À la fréquence fondamentale, les rapports des tensions terminales et des courants sont maintenus paraport au modèle la ligne distribuée. C'est une caractéristique importante puisque les estimateurs d'état se concentrent sur les composants nodaux.

Semblable à un modèle distribué, le modèle de la ligne simple-segment ne peut pas représenter la non-uniformité dans les paramètres de la ligne (c.-à-d., les paramètres R., L, et C sont calculés à une valeur unique de la température). Par conséquent, afin d'incorporer l'information de la température mesuré, la température employée pour calculer les paramètres est ajustée selon (III.3) et (III.4).

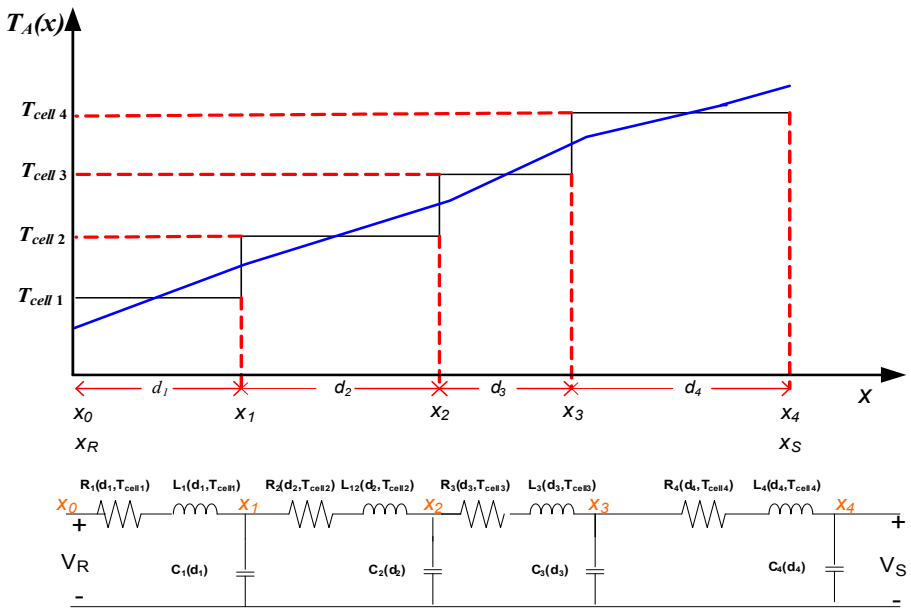


Figure III.1 : *Représentation d'un exemple de profil de température et modèle De segments en cascade non uniformes correspondant.*

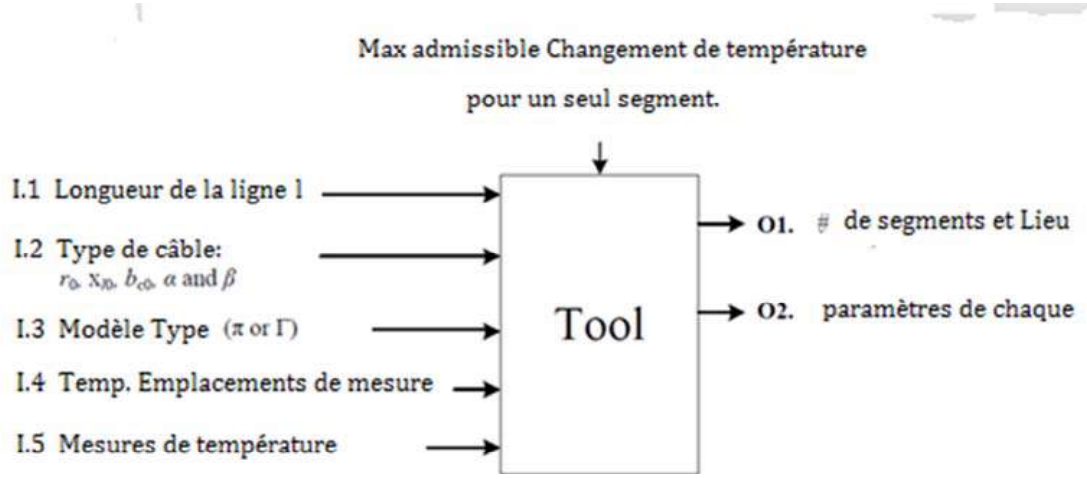


Figure III.2 : *Approche de modélisation Proposé entrées et sorties.*

III.3.C. Modèles de paramètres localisés a multi segments

Afin de capturer la non-uniformité des paramètres de la ligne provoqués par un gradient de température, on propose un modèle d'une ligne de paramètre localisé à multi segments. L'information disponible de la température ambiante est employée pour déterminer la structure de modèle (c.-à-d., le nombre de segments et leurs longueurs). Voir la fig. III.1 pour un schéma d'une ligne non-uniforme modèle de 4 segments.

Une technique de segmentation est présentée ici. Elle utilise le cadre présenté dans **[9]**, mais elle diffère dans deux aspects importants :

- le facteur déterminant pour la segmentation est l'information de la température, plutôt que la fréquence ;
- les segments peuvent être non-uniformes dans la longueur.

Etant donné un ensemble de points de mesure de la température, les entrées et les sorties de l'outil de modélisation sont montrées dans fig. III.2.

L'approche de modélisation exige les entrées suivantes :

I.1. longueur de la ligne de transmission l;

I.2. type de câble (c.-à-d., impédance et admittance, par unité de longueur à la température de référence T_0, α, andβ) ;

I.3. ont désiré le type de circuit du modèle, tel que le π ou la forme Γ ;

I.4. emplacement de mesure de la température ;

I.5. Mesures de la température.

Un paramètre défini pour l'utilisateur ΔT est choisi et il identifie un gradient de température admise maximum permis à travers n'importe quelle section désirée de la ligne. Puis, les sorties d'outil se composent

- nombre de segments et de leurs emplacements (c.-à-d., longueur) ;
- valeurs de paramètre localisé (R, L, et C) pour chaque segment.

Relativement des valeurs élevées de ΔT ont comme conséquence un simple segment mis en bloc. Au contraire, quand ΔT tend vers zéro, le nombre de segments suggérés tend à l'infini. Des résultats préliminaires pour différent ΔT sont inclus dans le chapitre IV.

Un procédé étape-par-étape est exécuté pour déterminer un modèle d'une ligne de multiple segment dans laquelle chaque segment est non-uniforme en termes de sa longueur correspondante et sa température pour le calcul de paramètre. La méthodologie se compose de quatre étapes principales avec plusieurs sous-étapes.

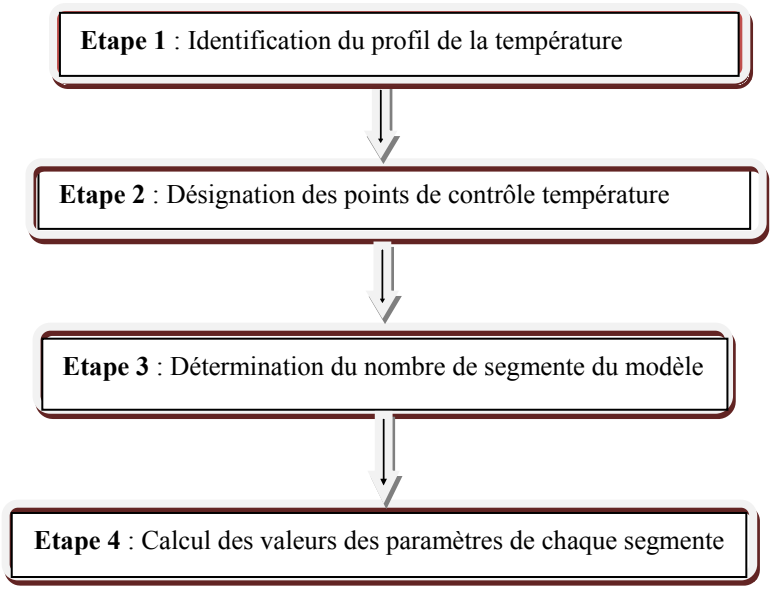


Figure III.3 : *Aperçu procédural de l'approche de modélisation*

Une vue d'ensemble procédurale de l'approche de modélisation est montrée dans fig. III.3, alors que des étapes détaillées sont décrites dans les paragraphes suivants.

Etape 1 : Identification du profil de la température

- Définition du profil de la température $T_A(x)$ en fonction de la distance x le long de la ligne, sur la base des points de mesure de la température ;
- Détermination, à partir de $T_A(x)$, de T_R et T_S (si inconnus) : respectivement la température à la réception (point x_R) et à l'envoi (point x_S) de la ligne.

La température $T_A(x)$ est supposé une fonction monotone entre deux points successifs de mesure de la température. Par exemple, un modèle linéaire par morceaux de la température peut être utilisé comme le montre la figure III.4(a).

Etape 2 : Désignation des points de contrôle de la température

- Pour l'évaluation de la différence de température, des points de contrôle sont désignés pour chaque distance Δx le long de la ligne, ce qui permet une discrétisation uniforme en Δx le long de la ligne.

On détermine la distance Δx entre les points de contrôle de la température comme suit :

$$\Delta x \leq \min(m_{ab}, m_{Sa}, m_{Ra}) \quad \text{(III.5)}$$

$$\Delta x = \ell / M \quad \text{(III.6)}$$

ℓ : Longueur de la ligne;

m_{ab}: distance entre les points de mesure (a) et (b);

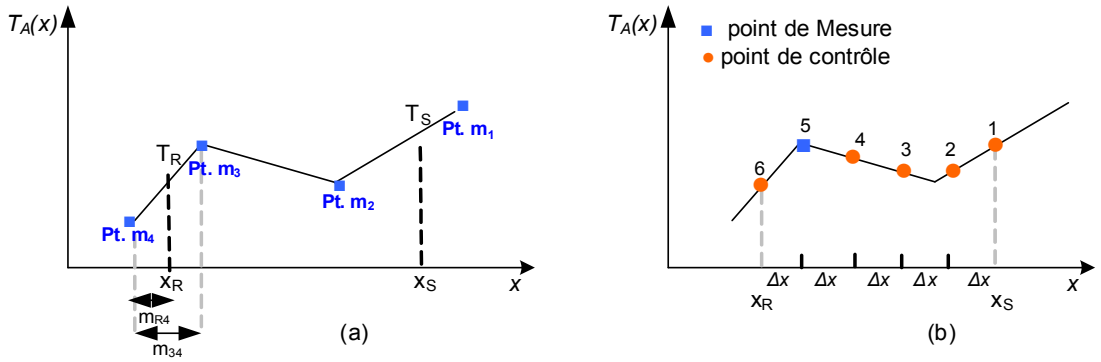
m_{sa}: distance de la ligne entre extrémité- envoi (x_s), et le point de mesure (a);

m_{Ra}: distance de la ligne entre l'extrémité- réception (x_r), et le point de mesure (a);

$M = \lceil \ell / \min(m_{ab}, m_{Ra}, m_{Sa} \rceil \ \forall a, b$ où $\lceil \ \rceil$ désigne la fonction plafond.

- déterminer (M + 1) points de contrôle de la température à partir de x_s allant vers x_r. Placer un point de contrôle à chaque distance Δx le long de la ligne, soit au total M + 1 points. Le premier 0. Δx et le dernier point M. Δx contrôlés, correspondent aux extrémités de la ligne (respectivement l'envoi x_S, et la réception x_R) ;
- En se basant sur le profil T_A (x), on calcule la température à chaque point de contrôle.

Un exemple de profil de température avec des points de contrôle correspondants est montré sur la figure III.4 (b).



(a) Les points de mesure Pt. $m_{1\text{-}4}$ (b) les points de température de contrôle 0-5.

Figure III.4 : *Exemple d'un profil de température linéaire par morceaux.*

Étape 3 : Détermination du nombre de segmentes du modèle de la ligne

- identifier:
  - nombre de segments N_{seg};
  - La longueur de chaque segment d_{ij}, quel que soit p =1, ..., K.

En suivant le procédé de segmentation montré dans l'organigramme de fig. III.5.

À partir de l'extrémité- envoi de la ligne en se dirigeant vers l'extrémité -réception, le calcul du nombre de segmentes est basé sur la différence de température entre les points de contrôle. Cette différence de température est normalisée par le paramètre ΔT_{seuil}, elle est notée n_{ij} et s'écrit comme suit :

$$n_{ij} = \frac{|T_i - T_j|}{\Delta T_{Seuil}} \quad \text{(III.7)}$$

T_i et T_j sont les températures ambiantes calculées aux points de contrôle i et j, respectivement.

- Sélection des points de contrôle de la température à laquelle une segmente est produite correspondant à $[n_{ij}] \geq 1$.
- Dans l'organigramme, I et j représentent les points de contrôle de la température actuelles, alors que k représente la position le long de la ligne.
- Pendant que la segmentation se produit, $\boldsymbol{k}$ suit la fin de la partie la plus récemment segmentée de la ligne.
- Les variables de décision x_{ij} sont liées à la longueur de segment par:

$$x_{ij} = x_i - x_j \qquad \forall_{ij} = 1, \dots, K \qquad \text{(III.8)}$$

Un exemple de séquence de segmentation (étape 3) peut être trouvée dans l'annexe C.

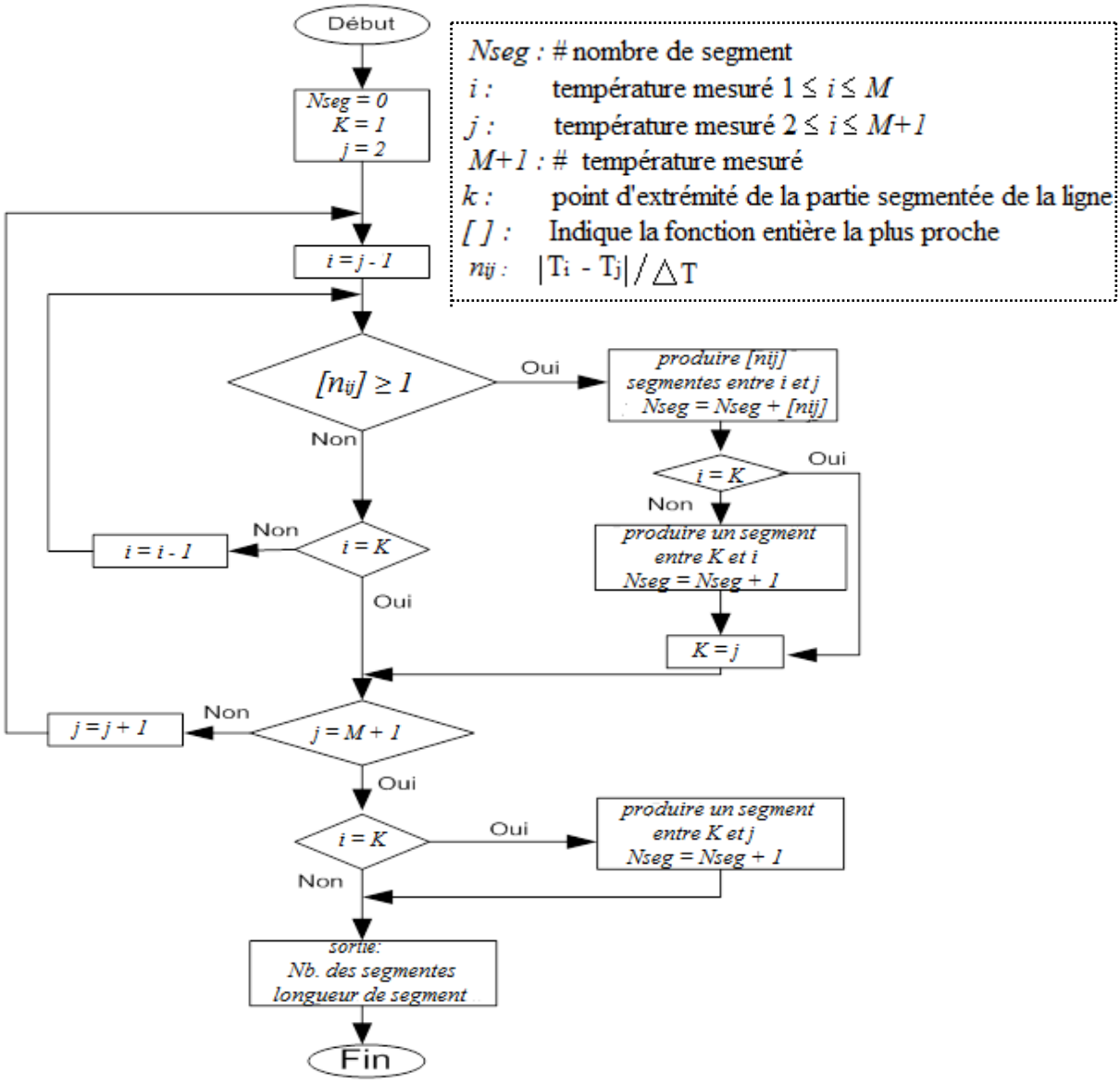


Figure III.5 : *Organigramme de l'algorithme pour déterminer la segmentation de modèle d'une ligne, nombre de segments et la longueur du segment*

Étape 4 : Calcul des valeurs des paramètres de chaque segment.

- Calculer une température moyenne pour chaque segment ij, entre les points x_i et x_j:

$$T_{seg_{ij}} = T_{seg} = \text{moyenne}(T_n|_i^j) \; ; \quad \text{(III.9)}$$

- Calculer la résistance, l'inductance et la capacité de chaque segment (éq. (III.1) et (III.2)) :

$$R(x_{ij}, T_{seg_{ij}}), \quad L\,(x_{ij}, T_{seg_{ij}}) \quad \text{et} \quad C\,(x_{ij})$$

Où :x_{ij}est la longueur du segment ij.

A la fin, comme ΔT tend vers zéro, l'algorithme aurait comme conséquence un modèle de paramètre distribué de la ligne. Spécifiquement, si aucune variation de la température n'est expérimentée le long la ligne, le résultat serait un modèle uniformément distribué ; si une variation de la température se produit, un modèle non uniformément distribué aboutirait à la place.

L'approche de modélisation de la ligne est basée sur le profil de température déterminé à partir des points de mesure le long de la ligne (c.-à-d. l'axe des x), ensuite l'axe est discrétisé de manière uniforme à travers les points de contrôle de la température utilisés pour l'évaluation des différences de température. Ce processus de discrétisation fait que les points de mesure de la température peuvent ne pas correspondre exactement aux points de contrôle de la température.

III.4. Conclusion

Les modèles de la ligne qui intègrent l'information de température ambiante en utilisant les structures de modèle de ligne traditionnelle (paramètre uniformément distribué et modèles de paramètres localisés à un seul segment), ont également été développées et ont été utilisées pour la comparaison avec le Modèle de ligne non uniforme à multiple de segment.

Le modèle à paramètres distribués, est caractérisé par une distribution uniforme des paramètres linéiques de la ligne. Par conséquent, les informations de la température peuvent être intégrées dans ce modèle en ajustant les paramètres linéiques tels que donnés par les équations (III.1) (III.2).

Les paramètres du modèle d'une seule segmente sont calculés à partir d'une seule valeur de température localisée afin d'ajuster ces paramètres.

Pour le calcul des paramètres du modèle distribué et du modèle localisé de la ligne on choisit entre trois façons de déterminée la température: T_{Sais}, T_{moy}et T_{pond} donné par :

1- T_{Sais} : température saisonnière ambiante prédéfini.
2- T_{moy} : valeur moyenne des températures mesurées (ou estimées) de T_S (envoi) et T_R (réception), équation (III.3).
3- T_{pond} : valeur moyenne pondérée des températures basé sur toute les mesuré disponible et de leurs emplacement le long de la ligne (III.4)

Pour le calcul des paramètres du modèle de la ligne en cascade. On considère la température T_{seg} .

T_{seg} Est la valeur moyenne des températures estimées au début et à la fin de chaque segment correspondant à une section de la ligne.

Des résultats de l'approche de modélisation pour une étude de cas témoin sont présentés dans le chapitre IV ainsi que des comparaisons, à travers la simulation, de différents modèles de la ligne.

IV.1. Introduction

A des fins de validation, on applique successivement sur une ligne réelle l'approche de modélisation par cascade non uniforme, le modèle distribué et le modèle à paramètres localisés. A partir des résultats de simulation donnant l'atténuation et le déphasage de la tension de charge on compare le comportement des deux modèles non uniforme et localisé au modèle distribué pris comme référence.

Afin d'illustrer la démarche de la modélisation proposée pour intégrer les variations de la température, une ligne de longueur moyenne a été choisie. On détermine le nombre de segmentes non-uniformes des modèles de la ligne qui résultent par l'approche de modélisation proposée par l'algorithme pour deux valeurs différentes de ΔT_{seuil}.

IV.2. Étude de cas

Afin d'illustrer la démarche de modélisation proposée, une ligne de longueur moyenne hypothétique a été sélectionnée. Ensuite, plusieurs modèles ont été développés dans le but d'effectuer des comparaisons de modèle. Leur performance a été caractérisée par le système et la ligne métrique de propagation de transfert maximum de puissance et de l'atténuation de la tension.

IV.2.A. Line et données de température de mesure

La ligne hypothétique présente les caractéristiques suivantes, présentées sous forme de contributions à l'approche de modélisation multi-segment (Ch III, Figure III.2):

I1. Longueur de la ligne: 138,35 mi;
I2. Type de câble: Falcon **[21]** en triangle;
I3. Localisée type de modèle: gamma;
I4. Points de mesure de température (voir Tableau IV.1);
I5. Mesures de température (Voir Tableau IV.1).

Données de mesure de la température ont été obtenus à partir de la NOAA **[20]** aux stations météorologiques de sélection basé sur leur emplacement géographique.

Le câble Falcon en triangle a les caractéristiques suivantes, déterminées à une température de référence de 20 ° C et à une fréquence de 60 Hz.

$$\mathrm{r} = 0.0612\Omega/\mathrm{m}i$$

$x_L = 0.6081\ \Omega/\mathrm{m}i$

$x_c = 0.1423\ \mathrm{M}\Omega/\mathrm{m}i$

Là où :

r résistance de la ligne par unité longueur;

x_L réactance de la ligne par unité de longueur;

x_c réactance de l'élément de dérivation par unité de longueur.

En outre, le coefficient de température de résistance pour le câble Falcon a été jugé

α = 0.003 (1/°C), interpolation à partir des valeurs dans **[21]**, et le coefficient de température de la réactance est supposée être égale à α.

Tableau IV.1: *Emplacement de mesure de température et distance correspondant le long de la ligne*

Point de mesure	x(mi)	T_A (°C)
1	138.35	26.1
2	119.4	26.1
3	102	23.9
4	77.6	22.2
5	59.2	22.2
6	50.2	22.2
7	0	22.8

Pour l'étude de cas de l'échantillon:

1. $T_{sais} = 19.7°C$
2. $T_{moy} = 24.4°C$
3. $T_{pond} = 23.3°C$

IV.2.B. Détermination du nombre de segment

Avec les données de la température ambiante de la ligne, le modèle de segments en cascade non uniforme est obtenu en utilisant l'organigramme (Ch III, fig III.5) après avoir calculé ses paramètres. Les résultats de simulation obtenus sont présentés dans le tableau (IV.2)**.**

On rappelle les étapes de modélisation:

- Identification du profil de la température (tableau IV.1).
- Désignation des points de contrôle de la température:
- Détermination de la distance Δx entre les points de contrôle de la température.

$\Delta x = \ell / M + 1 = 13{,}9178$

$M = \lceil \ell / \min(m_{ab}, m_{Ra}, m_{Sa}) \rceil \approx 15$

Pour un ΔT_{seuil} =1 on obtient un nombre de segment Nseg= 8. Le tableau (IV.2) récapitule la longueur et les valeurs des paramètres correspondants de chaque segment N_{seg} à la température moyenne T_{seg} du modèle de la ligne qui en résulte.

On représente le profil des mesures et le profil segmenté de la température en fonction de la distance x le long de la ligne pour deux seuils ΔT_{seuil}=1°C (figure IV.1) et ΔT_{seuil} =1,5°C (figure IV.2). Les points de mesure ayant servi à la segmentation nous permettront de calculer la température T_{seg} pour chaque segment du modèle de la ligne.

On rappelle qu'entre deux points de mesure il peut exister une ou plusieurs segmentes.

Tableau IV.2 : *Résultats de simulation pour ΔT_{seuil}=1°C.*

ΔT_{seuil}=1°C							
N° segmente	Intervalle (en mi)		x_{ij} (mi)	T_{seg} (°C)	R_{ij} (**Ω**)	L_{ij} (mH)	C_{ij} (µF)
1	0	51.88	51.88	22.50	3.1989	84.3139	0.9406
2	51.88	77.82	25.94	22.23	1.5982	42.1230	0.4703
3	77.82	86.47	8.65	22.53	0.5332	14.0537	0.1568
4	86.47	95.12	8.65	23.12	0.5341	14.0784	0.1568
5	95.12	103.77	8.65	23.77	0.5352	14.1053	0.1568
6	103.77	112.42	8.65	24.67	0.5366	14.1430	0.1568
7	112.42	121.07	8.65	25.66	0.5382	14.1847	0.1568
8	121.07	138.36	17.29	26.11	1.0778	28.4068	0.3135

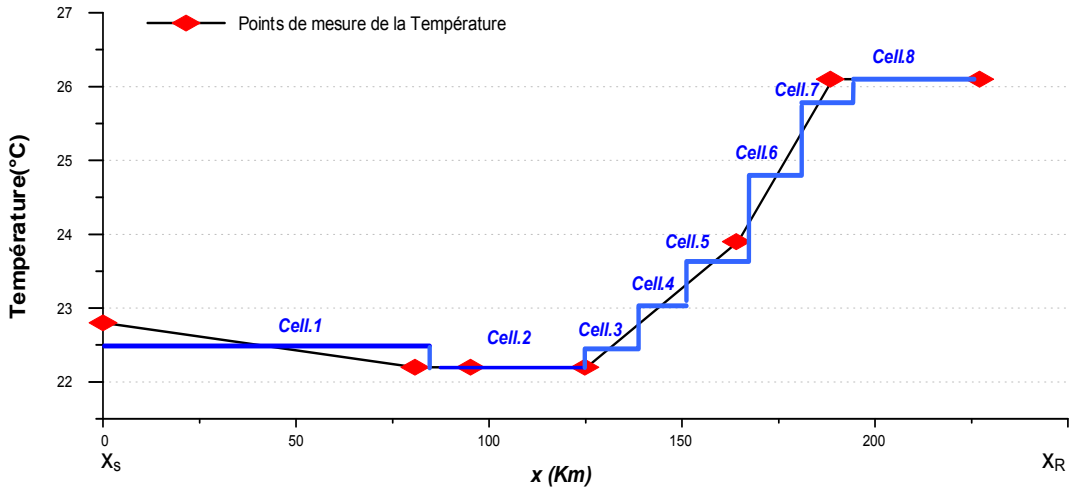


Figure IV.1 : *Température en fonction de la position le long de la ligne, représentant les mesures de la Température et de la segmentation correspondante du modèle de la ligne pour ΔT_{seuil}=1°C.*

Tableau IV.3 : *Résultats de simulation pour ΔT_{seuil}=1.5 °C.*

ΔT_{seuil}=1.5 °C							
N° segmente	Intervalle (en mi)		x_{ij} (mi)	T_{seg} (°C).	R_{ij} (Ω)	L_{ij} (mH)	C_{ij} (µF)
1	0	86.47	86.47	22.8029	5.3364	140.6500	1.5677
2	86.47	103.76	17.29	23.4710	1.0694	26.1859	0.3135
3	103.76	112.41	8.65	24.6662	0.5366	14.1430	0.1568
4	112.41	121.06	8.65	25.6647	0.5382	14.1847	0.1568
5	121.06	138.35	17.29	26.1111	1.0778	28.4068	0.3135

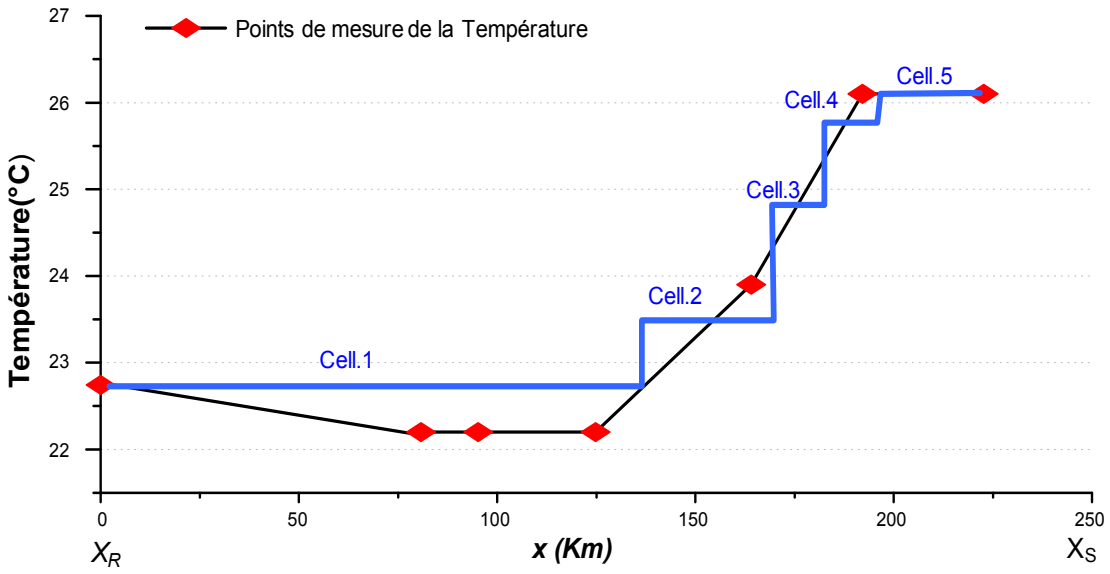


Figure IV.2 : *Température en fonction de la position le long de la ligne, représentant les mesures de la Température et de la segmentation correspondante du modèle de la ligne pour ΔT_{seuil}=1.5 °C.*

On constate que le nombre de segments du modèle augmente en fonction de la précision. On a obtenu 8 segmentes pour ΔT_{seuil} = 1°C et 5 segmentes pour ΔT_{seuil}=1,5°C.

IV.2.C. Calcul des paramètres des deux modèles distribué et localisé

Les valeurs calculées des paramètres des deux modèles (distribué et à un segment) pour les trois types de températures: T_{Sais}, T_{moy}et T_{pond}, sont données par les tableaux IV.4 et IV.5 :

Tableau IV.4 : *Paramètres linéiques du modèle distribué en fonction de la température.*

Modèle Distribué	Série		Shunt
	r(Ω/mi)	x(Ω/mi)	c(nF/mi)
T_{Sais}	0.0611	0.6076	0.0181
T_{moy}	0.0620	0.6162	0.0181
T_{pond}	0.0618	0.6142	0.0181

Tableau IV.5 : *Paramètres du modèle localisé en fonction de la température.*

Modèle à 1segment (paramètres localisés)	Série		Shunt
	R(Ω)	X(Ω)	C (nF)
T_{Sais}	8.4600	84.0605	2508.3
T_{moy}	8.5799	85.2524	2508.3
T_{pond}	8.5522	84.9767	2508.3

Plus précisément, les modèles marqués par un «X» dans le tableau IV.6 ont été créées pour la ligne hypothétique. Le modèle de La ligne distribuée et de simple-segment avec des paramètres de la température saisonnière représentent le modèle de la ligne traditionnellement utilisée. Ceux-ci sont grisés dans le tableau IV.6.

Afin de différencier entre les impacts de:

- segmentation due à la température;
- non uniformité des paramètres de température, des modèles multi-segments avec des paramètres à T_{Sais}, T_{moy} et T_{pond} sont également été élaborés.

La segmentation de ces modèles (c.-à-d. La longueur de chaque segment) a été obtenue par la procédure étape par étape présenté au chapitre III, partie.III.3.C (jusqu'à l'étape 4.1), les paramètres de chaque segment sont égaux les uns aux autres et sont calculée pour:

- $T_{seg_{ij}} = T_{sais}\ ,\ \forall\, i,j;$
- $T_{seg_{ij}} = T_{moy}\ ,\ \forall\, i,j,$ comme défini au chap (III) ;
- $T_{seg_{ij}} = T_{pond}\ ,\ \forall\, i,j,$ *comme défini au chap* (*III*).

Tableau IV.6: *Ligne modèles développés pour la comparaison*

	T_{Sais}	T_{moy}	T_{pond}	T_{seg}
Distribué	X	X	X	X

1 Segment	X	X	X	X
Multi-Segment	X	X	X	X

Dans le tableau IV.6, la colonne correspondant à Tseg représente un modèle dans lequel les paramètres sont calculés à la température moyenne du segment. Par conséquent, Tseg n'est pas applicable à une structure au modèle de paramètre distribué, et il est équivalent à Tmoy quand on regarde la structure du modèle mono-segment. Est le seul modèle du segment à Tmoy, en fait, un sous-ensemble de l'algorithme de modélisation d'un multi-segment décrit dans le chapitre (III), partie III.3.C.

Les caractéristiques de la ligne et les données de mesure de température sont décrites en détail dans le paragraphe IV.2.A. L'installation de simulation utilisée pour comparer les modèles est brièvement discutée dans le paragraphe IV.3. Les résultats des modèles de comparaison sont ensuite présentés dans le paragraphe IV.4.

IV.3. Modèle de comparaisons-simulation de configuration

La tension de la source a été fixé à 115 kVrms, qui a été choisie par ce que le type de câble Falcon est couramment utilisé pour 115-139 kV. Veuillez noter que les résultats seront attendus de simulation qualitativement similaires si d'autres niveaux de tension de source ont été adoptés.

Les paramètres choisis pour la comparaison des modèles étaient transfert maximum de puissance et de l'atténuation de la tension. Afin de déterminer le point de transfert de puissance maximale pour tous les modèles, une étude de sensibilité de la charge a été réalisée.

Utilisation d'une charge d'impédance constante purement résistive, une variation de la charge d'environ 1,5 à 76 MW a été envisagée. Une fois que le point de transfert de puissance maximale a été identifié, la charge est maintenue fixée à un maximum, et la tension de charge est surveillée afin de déterminer l'atténuation.

Notez que dans ce chapitre, le comportement du modèle distribué de la ligne est obtenu par simulation.

IV.4 Modèle comparaisons simulations des Résultats

D'après les études de sensibilité de charge, les courbes PV ont été créés pour tous les modèles simulés et sont présentés dans les figures. IV.3 et IV.4.

Les valeurs de puissance maximale réelle sont présentées dans le Tableau IV.8, tandis que la charge grandeurs de tension à la charge maximale est présentée dans le tableau IV.7.

Tableau IV.7: *Résultats des simulations: charge amplitude de tension pour chaque type de transmission-line*

		$\lvert V_{charge} \rvert$ (KVrms)			
Model		T_{Sais}	T_{moy}	T_{pond}	T_{seg}
Distribué		81.85	81.33	81.45	-
1 Segment		82.85	82.30	82.43	-
Multi Segment	ΔT=1 °C	82.29	81.63	81.76	81.73
	ΔT=1,5 °C	82.36	81.77	81.89	81.87

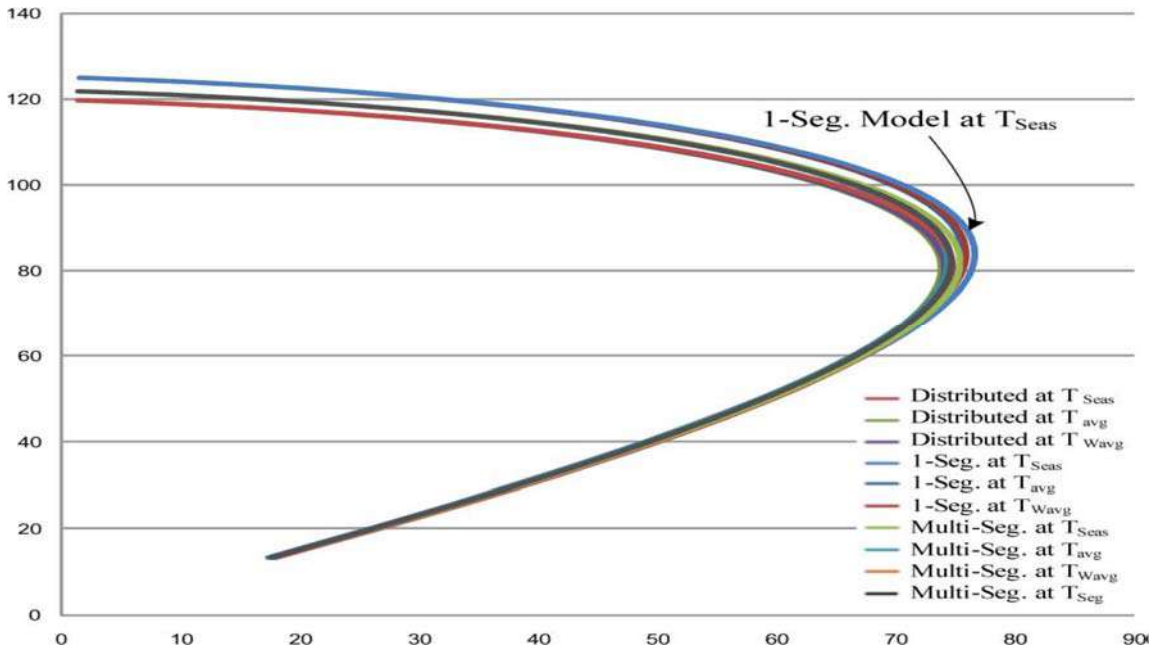
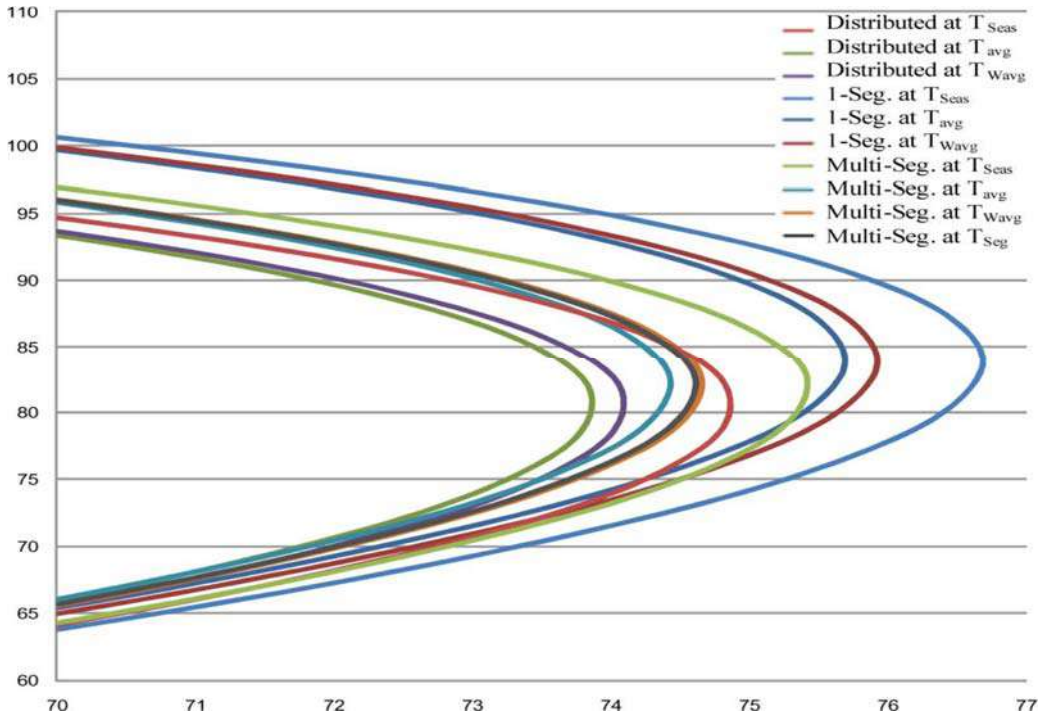


Figure IV.3*: courbes PV pour tous les modèles de simulation (modèles multi-segments obtenus avec ΔT=1,5 °C.*



FigureIV.4: *courbes PV pour tous les modèles simulés (ΔT =1,5 °C pour multi-segment. model). Zoom avant autour du point de transfert de puissance maximale.*

Tableau IV.8: *Résultats des simulations: transfert maximal de puissance réelle pour chaque modèle de transmission en ligne*

		$\lvert P_{max} \rvert$ (MW)			
Model		T_{Sais}	T_{moy}	T_{pond}	T_{seg}
Distribué		74.82	73.86	47.08	-
1 Segment		76.67	75.65	75.89	-
Multi Segment	ΔT=1 °C	75.15	74.17	74.4	74.41
	ΔT=1,5 °C	75.42	74.43	74.66	74.61

A partir des résultats de simulation, il est évident que les différences de comportement existent entre tous les modèles testés et en termes de paramètres P_{max} et V_{chrg}. Ces différences peuvent être observées à travers différentes températures ainsi que les différentes structures, plus précisément entre:

- des modèles ayant le même type de structure et des températures différentes (aller sur une même ligne);
- Les modèles de différentes structures avec des paramètres à la même température (descendre d'une colonne dans les tableaux IV.7 et D1dans l'annexe).

En outre, les considérations peuvent être faites comme suit.

- Comme prévu, les deux tensions de charge et la puissance réelle maximale sont plus élevées à des températures inférieures.

- Le modèle qui présente la plus grande différence de comportement à partir du modèle à plusieurs segments à T_{seg} est le seul segment à Tseas, avec une différence d'environ 3% en P_{max} et la différence de 1,5% en V_{charg}.
- Le modèle qui se comporté le plus étroitement au modèle de plusieurs segments chez T_{seg} est le segment des collectifs chez T_{pond}, à moins d'une différence de 0,1% dans P_{max} et 0,05% de différence dans V_{load}.
- Veuillez noter que les pourcentages (%) de différences entre le modèle de multi-segment chez T_{Seg} et les autres modèles ont été calculés comme suit :

- $$\% \text{ diff} = \frac{\left| V_R^{\text{Multi-Seg } T_{seg}} - V_R^{\text{Model de coparison}} \right|}{V_R^{\text{Multi-Seg } T_{seg}}} * 100 \text{ (IV.1)}$$

- $$\% \text{ diff} = \frac{\left| P_{Max}^{\text{Multi-Seg } T_{seg}} - P_{Max}^{\text{Model de coparison}} \right|}{P_{Max}^{\text{Multi-Seg } T_{seg}}} * 100 \text{ (IV.2)}$$

IV.5 Conclusion

Les résultats des comparaisons de modèles montrent globalement que les performances du modèle de ligne est sensible aux variations de la température ambiante le long de la ligne.

Malgré tous les efforts de calcul peut être augmenté par l'utilisation d'un modèle de multi-segment pour l'estimation de l'Etat, le seul segment de la ligne peut ne pas représenter avec précision en subissant gradients à haute température.

Par exemple, les modèles qui intègrent cette non-uniformité des paramètres de ligne dues à la température sont nécessaires pour déterminer une estimation précise de la capacité de la ligne (c.-à-d., point de transfert de puissance maximale).

La structure du modèle et les valeurs des paramètres pour chaque modèle développés sont présentés dans l'annexe tableau D1. Les sorties de l'outil de modélisation obtenu avec ΔT =1 °C et ΔT =1,5 °C, sont également présentés dans l'annexe le tableau D1.

Conclusion générale

Ce mémoire présente une approche de modélisation de ligne de transmission dépendant de la température et des études de la sensibilité des modèles de lignes à des variations de la température ambiante. Différentes façons d'intégrer les données de température dans les modèles de ligne traditionnels ont été étudiés. La comparaison des modèles en termes de système et des paramètres de propagation de la ligne ont été effectués en utilisant la simulation. Un nouveau modèle non uniforme segmenté a été développé pour la prise en compte d'un gradient de température le long de la ligne.

Un algorithme a été défini et mis en œuvre sous Matlab pour obtenir ce modèle segmenté, sur la base d'un ensemble de mesures de température. A la fin, l'algorithme converge vers à un modèle distribué. Si aucune variation de la température n'est enregistrée le long de la ligne, le résultat serait un modèle distribué de manière uniforme; mais si la variation de température se produit, un modèle non uniformément distribuée serait plutôt le résultat.

Des simulations ont été réalisées pour illustrer les différences entre les modèles en termes de mesures d'atténuation de tension et capacités de transmission de la ligne (puissance).

Les modèles actuellement adoptées donnent, indépendamment de la température ambiante, la même solution pour un point de fonctionnement électrique (tension d'envoi et conditions de charge),

Par ailleurs, les modèles proposés dépendent de la température en plus de la structure. Par conséquent, ils permettent d'évaluer les effets de la température sur la ligne. Leur comportement, comme le montrent les résultats de la simulation dans le chapitre IV, changeant en fonction de la température et de manière indépendante du point de fonctionnement électrique. Cela semble être une représentation plus précise de la performance de la ligne.

Notre travail peut être considéré comme importante pour les gestionnaires des réseaux électrique, et il peut être implémenté comme une solution corrective, en fonction de la température, des points de fonctionnement électrique des lignes et les points de fonctionnement critique. Cela permet d'éviter les conséquences néfastes sur la stabilité du réseau de transport en cas de déclenchement d'une ligne de transmission importante suite à

une augmentation excessif de température non prise en compte dans l'évaluation des paramètres.

Bibliographie

[1]. Notices techniques du service du transport*, « Les lignes aériennes du réseau de transport /les conducteurs des lignes aériennes»,* Fascicule N° 05, 1977.

[2]. Notices techniques du service du transport, *« calcul des lignes aériennes »*, Fascicule N° 07, 1977.

[3]. « Cahier des Charges pour l'étude et la Construction des Lignes Aériennes », Tome 2. Companie de l'Engineering de l'Electricité et du Gaz, *décembre 2010*.

[4]. Dr G. A. *Modélisation de l'approche pour une ligne de transmission dans la Présence de fréquences non fondamentales*

[5]. R. G. Barry and R. J. Chorley*, Atmosphere, Weather and Climate,* 8thed. New York: Routledge, 2003, pp. 233–234.

[6]. *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*, IEEE Std. 738-93, 1993.

[7]. P. M. Callahan and D. A. Douglass*, "An experimental evaluation of a thermal line uprating by conductor temperature and weather monitoring*," IEEE Trans. Power Del., vol. 3, no. 4, pp. 1960–1967, Oct. 1988.

[8]. S. D. Foss and R. B. Mario, *"Dynamic line rating in the operating environment,"* IEEE Trans. Power Del., vol. 5, no. 2, pp. 1095–1105, Apr. 1990.

[9]. S. H. Lin, *"Current load in a high voltage power transmission line*," Elect. Power Syst. Res., vol. 21, no. 3, pp. 181–185, Jul. 1991.

[10]. D. A. Douglass and A. A. Edris, *"Real-time monitoring and dynamic thermal rating of power transmission circuits,"* IEEE Trans. Power Del., vol. 11, no. 3, pp. 1407–1418, Jul. 1996.

[11]. D. A. Douglass, D. C. Lawry, A.-A.Edris, and E. C. Bascom, III, *"Dynamic thermal ratings realize circuit load limits*," IEEE Comput. Appl. Power, vol. 13, no. 1, pp. 38–44, Jan. 2000.

[12]. K. E. Holbert and G. T. Heydt, *"Prospects for dynamic transmission circuit ratings,"* in Proc. IEEE Int. Symp. Circuits Syst.,May 6–9, 2001, vol. 3, pp. 205–208.

[13]. V. Cecchi, A. St. Leger, K.Miu, and C. Nwankpa, *"Modeling approach for transmission lines in the presence of non-fundamental frequencies,"* IEEE Trans. Power Del., vol. 24, no. 4, pp. 2328–2335, Oct. 2009.

[14]. A. I. Ramirez, A. Semlyen, and R. Iravani, *"Modeling nonuniform transmission lines for time domain simulation of electromagnetic transients,"* IEEE Trans. Power Del., vol. 18, no. 3, pp. 968–974, Jul. 2003.

[15]. P. Moreno, P. Gómez, M. Dávila, and J. L. Naredo, *"A uniform line model for non-uniform single-phase lines with frequency dependent electrical parameters,"* in Proc.

IEEE/Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf. Expo.: Latin America, Aug. 2006, pp. 1–6.

[16]. H. V. Nguyen, H. W. Dommel, and J. R. Marti, *"Modeling of single phase non uniform transmission lines in electromagnetic transient simulations," IEEE Trans. Power Del., vol. 12, no. 2, pp. 916–921, Apr. 1997.*

[17]. M. Bockarjova and G. Andersson, *"Transmission line conductor temperature impact on state estimation accuracy,"* in Proc. IEEE Power Tech Conf., Jul. 1–5, 2007, pp. 701–706.

[18]. H. E. House and P. D. Tuttle, *"Current carrying capacity of ACSR,"* AIEE Trans. Power App. Syst. III, vol. 77, no. 3, pp. 1169–1177, Feb. 1959.

[19]. H. W. Beaty, *Handbook of Electric Power Calculations,* 3rd ed. New York: McGraw-Hill, 2001.

[20]. A. St. Leger and C. Nwankpa, *"OTA-based transmission line model with variable parameters for analog power flow computation,"* Int. J. Circuit Theory App., Nov. 2008.

[21]. *J. S. Roychowdhury and D. O. Pederson, "Efficient transient simulation of lossy interconnects,"* in Proc. 28th ACM/IEEE Design Autom. Conf., 1991, pp. 740–745.

[22]. A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems, A Generalized Approach (Power Electronics and Power Systems*), 1st ed. New York: Springer, 1999.

[23]. A. J. Wood and B. F. *Wollenberg, Power Generation, Operation & Control.*New York: Wiley, 1984.

[24]. National Ocean.Atmospher.Admin., U.S. Dept. Commerce, Nat. Climatic Data Ctr.Online. Available:*www.ncdc.noaa.gov 21 Avril 2015 à 21h.*

[25]. Grainger and Stevenson, *Power System Analysis,* ser. Elect. Comput. Eng. New York: McGraw-Hill, pp. 750–750.

Annexes

Annexe A Termes et Définitions

^{0}C	Degré Celsius
n	Nombre de couches de brins
d	Diamètre du brin en mm
D	Diamètre du conducteur en mm Chap 01
AFNOR	Association Française de Normalisation
NF C	Norme Française d'électricité
%	Pourcentage
A5/L	Aluminium écroui dur- L souligne le fait qu'il a été spécialement traité pour augmenter sa conductibilité
hbar	Hectobar 1bar = 10^5 Pa (unité de contrainte), hbar= 10^2 bar
Acier N	type normal
Acier R	type renforcé
A	Aluminium Chap 01
AGS	Almélec
C	Acier
kV	kilovolt
T	la tension totale du câble
S	section totale du câble
T1	la tension dans l'ensemble des brins du 1er métal
S1	section du 1er métal
T2	la tension dans l'ensemble des brins
S2	section du 2ème métal
E1	le module d'élasticité (module de YOUNG) d'un câble fait à partir du 1er métal
E2	le module d'élasticité (module de YOUNG) d'un câble fait à partir du 2ème métal
α1	le coefficient de dilation de l'aluminium

$\alpha 2$	le coefficient de dilation de l'acier
α	le coefficient de dilation de l'ensemble du câble.
$\Delta\theta$	la variation de température par rapport à l'état initial
NA	Non Applicable
A-ZVN	hypothèse A zone à vent normal
A-ZVE	hypothèse B zone à vent exceptionnel
B	hypothèse « de froid »
π	
Γ	
N_{seg}	Nombre total de segments
R	Résistance effective d'un conducteur (Ω)
P_{perte}	perte de puissance dans un conducteur (W)
I	Courant dans le conducteur (A)
R_0	Résistance courant continu du conducteur
ρ	Résistivité
ℓ	Longueur du conducteur ou de la ligne en km
A	Section transversale chap 02
Hz	Hertz unité de fréquence
z	Impédance série
y	Admittance shunt
r	Résistance série (Ω par unité de longueur)
l	Inductance série (H par unité de longueur)
H	Henry unité de l'inductance
j	Nombre imaginaire
g	Conductance Shunt (S par unité de longueur)
S	Siemens unité de la conductance

C	Capacité Shunt (F par unité de longueur)
F	Faraday unité de la Capacité
dx	Une longueur d'une section de la ligne
z*dx*	Impédance en série de la section de la ligne
y*dx*	Admittance shunt de la section de la ligne
S	Destiné pour l'extrémité- envoi, au point $x=\ell$
R	Destiné pour l'extrémité -réception, au point $x= 0$
V	Tension de la ligne en Volt
dV	Dérivée de la tension
dI	Dérivée du courant
d^2V	Deuxième dérivée de la tension
d^2I	Deuxième dérivée du courant
γ	Constante de propagation
V_R	Tension au terminal au point $x=0$
I_R	Courant au terminal au point x = 0
V_S	Tension au terminal au point $x=\ell$
I_S	Courant au terminal au point $x=\ell$
Cosh	Cosinus hyperbolique
Sinh	Sinus hyperbolique
Z_C	Impédance caractéristique de la ligne
Z_R	Impédance de la charge
Z'	Impédance série en circuits équivalents en (π) ou en (Γ)
Y'	Admittance shunt en circuits équivalents en (π) ou en (Γ)
Tanh	Tangente hyperbolique
p	Numéro de segment
$Vs^{\Gamma K,p}$	Onde de la tension

$i^{\Gamma K,p}$	Onde de courant qui traverse le ième segment
$V_R^{\Gamma K,p}$	Onde de tension à ième segment de N_{seg}- Γ segment modèle
$i_R^{\Gamma K,p}$	Onde de courant à ième segment de N_{seg}- Γ segment modèle
Zn	Impédance d'entrée
Vn	tension d'entrée
i=1 à n	Numéro de segmente-Γ Chap 02
$\Delta z(x)$	Portion de l'impédance série qui dépend de x
x	Position le long de la ligne
T_C	Température du conducteur
T_0	Température de référence (généralement T_0 = 20 °C)
β	Coefficient de température de la réactance (1 /°C)
x_L	Réactance inductive
q_S	Gain de chaleur solaire (W)
q_C	Perte de chaleur par convection (W)
q_R	Perte de chaleur rayonnée (W)
T_A	Température ambiante
ε	Permittivité du diélectrique
ε_o	Permittivité dans le vide
ε_r	Permittivité du matériau
r_0	Résistance linéique en serie, de référence (***Ω***),
x_{L0}	Inductance linéique en serie, de référence (***Ω***),
$d\Delta z$	Dérivée de la portion de l'impédance série
T_{seg-ij}	Température ambiante de segment ij (en °C)
$Z_{ij}(x_{ij},T_{seg-ij})$	Impédance totale en série de segment p
$Y_{ij}(x_{ij})$	Admittance shunt de segment p
x_{ij}	longueur de segment

P= 0 à k	Numéro de segment
T	Température d'intérêt (C°)
$R(T_0)$	Résistance de la température de référence (Ω)
R(T)	Résistance de la température d'intérêt (Ω)
ω	Pulsation fonctionnante
$X_L(\omega, T_0)$	Réactance inductive à T_0 (Ω)
$X_L(\omega, T)$	Réactance inductive à T (ω)
T_{moy} :	Température moyenne calculée basé sur T_R et T_S
T_R	Température mesurée au commencement de la ligne
T_S	Température mesurée à la fin de la ligne
T_{pond}	Moyenne pesée basée sur toutes les mesures disponibles et leurs endroits suivant la ligne (pondérées)
N	Nombre total des points de mesure de la température
a	*Point de mesure (a = 1… N, basé sur la distance du commencement de la ligne)*
T_a	*Température mesurée au point a*
$\Delta_{x,a,a+1}$	Distance entre le point a et le suivant de mesure (a + 1)
ΔT	Gradient de température
$T_A(x)$	Température en fonction de la distance x le long de la ligne
m_{ab}	Distance entre les points de mesure (a) et (b)
m_{sa}	Distance de la ligne entre extrémité- envoi (x_s), et le point de mesure (a)
m_{Ra}	distance de la ligne entre l'extrémité- réception (x_r), et le point de mesure (a)
n_{ij}	Différence de température entre les points de contrôle i et j
T_i	Température ambiante calculée au point de contrôle i
T_j	Température ambiante calculée au point de contrôle j
M	# température mesuré

x_{ij}	Longueur du segment ij
T_{Sais}	Température préréglée sur la température saisonnière ambiante
x_c	Réactance par unité de longueur de l'élément de dérivation
V_{charg}	Tension de charge
P_{max}	Puissance maximale

Annexe B Étude de Cas

Tableaux B.1: *Étude de cas unique Ligne :*
Structure valeurs de paramètres et pour chacun des modèles de simulation pour ΔT = 1 °C

		Série		Shunt
		R(Ω/mi)	X(Ω/mi)	C(μF/mi)
T_{sais}	Seg 1	1.0575	10.5076	0.3135
	Seg 2	0.5287	5.2538	0.1568
	Seg 3	0.5287	5.2538	0.1568
	Seg 4	0.5287	5.2538	0.1568
	Seg 5	0.5287	5.2538	0.1568
	Seg 6	0.5287	5.2538	0.1568
	Seg 7	1.5862	15.7613	0.4703
	Seg 8	3.1725	31.5227	0.9406
T_{moy}	Seg 1	1.0725	10.6221	0.3135
	Seg 2	0.5362	5.3283	0.1568
	Seg 3	0.5362	5.3283	0.1568
	Seg 4	0.5362	5.3283	0.1568
	Seg 5	0.5362	5.3283	0.1568
	Seg 6	0.5362	5.3283	0.1568
	Seg 7	1.6035	15.9331	0.4703
	Seg 8	3.2071	31.8662	0.9406

		Série		Shunt
		R(Ω/mi)	X(Ω/mi)	C(μF/mi)
T_{pond}	Seg 1	10690	10.6221	0.3135
	Seg 2	0.5345	5.3110	0.1568
	Seg 3	0.5345	5.3110	0.1568
	Seg 4	0.5345	5.3110	0.1568
	Seg 5	0.5345	5.3110	0.1568
	Seg 6	0.5345	5.3110	0.1568
	Seg 7	1.06035	15.9331	0.4703
	Seg 8	3.2071	31.8662	0.9406
T_{seg}	Seg 1	1.0778	10.7091	0.3135
	Seg 2	0.5382	5.3475	0.1568
	Seg 3	0.5382	5.3475	0.1568
	Seg 4	0.5382	5.3475	0.1568
	Seg 5	0.5382	5.3475	0.1568
	Seg 6	0.5382	5.3475	0.1568
	Seg 7	1.5982	15.8800	0.4703
	Seg 8	3.198	31.7856	0.9406

Tableaux B.1: *Étude de cas unique Ligne :*
Structure valeurs de paramètres et pour chacun des modèles de simulation pour ΔT = 1 °C

		Série		Shunt
		R(Ω/mi)	X(Ω/mi)	C(nF/mi)
T_{sais}	Seg 1	1.0575	10.5076	0.3135
	Seg 2	0.5287	5.2538	0.1568
	Seg 3	0.5287	5.2538	0.1568
	Seg 4	1.0575	10.5076	0.3135
	Seg 5	5.2875	52.5378	1.5677
T_{moy}	Seg 1	1.0725	10.6565	0.3135
	Seg 2	0.5362	5.3283	0.1568
	Seg 3	0.5362	5.3283	0.1568
	Seg 4	1.0725	10.6565	0.3135
	Seg 5	5.3624	53.2827	1.5677

		Série		Shunt
		R(Ω/mi)	X(Ω/mi)	C(nF/mi)
T_{pond}	Seg 1	1.0690	10.6221	0.3135
	Seg 2	0.5345	5.3110	0.1568
	Seg 3	0.5345	5.3110	0.1568
	Seg 4	1.0690	106221	0.3135
	Seg 5	5.3451	53.1104	1.5677
T_{seg}	Seg 1	1.0778	10.7091	0.3135
	Seg 2	0.5382	5.3475	0.1568
	Seg 3	0.5366	5.3318	0.1568
	Seg 4	1.0694	10.6258	0.3135
	Seg 5	53.0238	53.0238	1.5677

ANNEXE C Segmentation Exemple de séquence